PROSPECTO DEFINITIVO. Los valores descritos en este prospecto han sido inscritos en el Registro Nacional de Valores que lleva la Comisión Nacional Bancaria y de Valores. Dichos valores no podrán ser ofrecidos, ni vendidos fuera de los Estados Unidos Mexicanos, a menos que sea permitido por las leyes de otros países.

DEFINITIVE PROSPECTUS. The securities described in this prospectus have been registered with the Mexican National Securities Registry (*Registro Nacional de Valores*) maintained by the Mexican National Banking and Securities Commission (*Comisión Nacional Bancaria y de Valores*). Such securities cannot be offered or sold outside of the United Mexican States unless it is permitted by the laws of other countries.

VISTA OIL & GAS, S.A.B. DE C.V.

OFERTA PÚBLICA DE 10,000,000 ACCIONES SERIE A
(SIN CONSIDERAR LAS OPCIONES DE SOBREASIGNACIÓN)

MONTO TOTAL DE LA OFERTA GLOBAL
Ps.1,765,800,000.00

MONTO TOTAL DE LA OFERTA EN MÉXICO
Ps.125,141,539.68

Oferta pública primaria subsecuente de suscripción y pago en los Estados Unidos Mexicanos ("México") de 708,696 (sin incluir la Opción de Sobreasignación en México) y hasta 815,000 (incluyendo la Opción de Sobreasignación en México) acciones ordinarias, serie A, sin expresión de valor nominal (cada una, una "Acción Serie A", en conjunto, las "Acciones" o las "Acciones Serie A", y la oferta referida la "Oferta en México"), representativas de la parte variable del capital social de Vista Oil & Gas S.A.B. de C.V. (la "Compañía", "Vista", la "Sociedad" o la "Emisora"). Simultáneamente con la Oferta en México se llevó a cabo una oferta pública primaria internacional de suscripción y pago de 9,291,304 (sin la Opción de Sobreasignación Internacional) y 10,685,000 (incluyendo la Opción de Sobreasignación Internacional) de Acciones, representadas por *American Depositary Shares* ("ADS") en los Estados Unidos de América ("Estados Unidos") y en otros países distintos a México al amparo de la Ley de Valores de 1933 de los Estados Unidos (*U.S. Securities Act of 1933*; según la misma sea o haya sido modificada, de tiempo en tiempo, la "Ley de Valores de Estados Unidos") y registrados ante la *Securities and Exchange Commission* (la "SEC" bajo la clave de pizarra (*ticker*) "VIST"). La oferta referida se denominará, para efectos del presente prospecto como la "Oferta Internacional" y, junto con la Oferta en México, la "Oferta Global" o la "Oferta". El número de Acciones ofrecidas en la Oferta Global (incluyendo las Acciones emitidas de conformidad con las Opciones de Sobreasignación) pudieron ser reasignadas entre la Oferta Internacional y la Oferta en México, dependiendo de la demanda y otros factores existentes en el mercado mexicano y en los mercados internacionales. La Oferta Internacional se realizó a través de la Bolsa de Valores de Nueva York (*New York Stock Exchange*). Los términos con mayúscula inicial que no se encuentren definidos de otra forma tendrán el significado que se les atribuye a los mismos en la sección "*GLOSARIO DE TÉRMINOS DEFINIDOS*" del presente prospecto.

Emisora:	Vista Oil & Gas, S.A.B. de C.V.
Clave de pizarra:	"VISTA".
Tipo de valor:	Acciones ordinarias Serie "A", nominativas, sin expresión de valor nominal, representativas de la parte variable del capital social de Vista Oil & Gas, S.A.B. de C.V.
Tipo de oferta:	Pública, primaria, subsecuente, global y simultánea, de suscripción y pago, en México, en los Estados Unidos y en otros mercados del extranjero.
Precio de colocación:	Ps.176.58 por Acción (equivalente a US$9.25 a un tipo de cambio de Ps.19.0894 por US$1.00). Para más información, consulte la sección "*TIPO DE CAMBIO*" del presente prospecto.
Bases para la determinación del precio de colocación de las Acciones:	El precio de colocación de cada Acción Serie A se determinó considerando diversos factores, entre otros, (i) ofertas anteriores de compañías similares; (ii) la estructura de capital de la Emisora; (iii) las condiciones generales de los mercados de valores mexicanos y extranjeros al momento de la Oferta Global; y (iv) el precio de cotización de las Acciones Serie A.
Monto de la Oferta en México:	Ps.125,141,539.68 (sin incluir la Opción de Sobreasignación en México) o Ps.143,912,700.00 (incluyendo la Opción de Sobreasignación en México).
Monto de la Oferta Internacional:	US$85,944,562.00 (sin incluir la Opción de Sobreasignación Internacional) equivalentes a Ps.1,640,658,460.32, o US$98,836,250.00 (incluyendo la Opción de Sobreasignación Internacional) equivalentes a Ps.1,886,757,300.00. El tipo de cambio para determinar el equivalente en Pesos fue de Ps.19.0894 por US$1.00. Para más información, consulte la sección "*TIPO DE CAMBIO*" del presente prospecto.
Monto de la Oferta Global:	Ps.1,765,800,000.00 (sin incluir las Opciones de Sobreasignación), o Ps.2,030,670,000.00 (incluyendo las Opciones de Sobreasignación). El tipo de cambio para determinar el equivalente en Pesos fue de Ps.19.0894 por US$1.00. Para más información, consulte la sección "*TIPO DE CAMBIO*" del presente prospecto.
Número de Acciones objeto de la Oferta en México:	708,696 (sin incluir la Opción de Sobreasignación en México) y 815,000 (incluyendo la Opción de Sobreasignación en México).
Número de ADS objeto de la Oferta	9,291,304 (sin incluir la Opción de Sobreasignación Internacional) y 10,685,000 (incluyendo la Opción

Internacional:	de Sobreasignación Internacional).
Número de Acciones y ADS objeto de la Oferta Global:	10,000,000 (sin incluir las Opciones de Sobreasignación) y 11,500,000 (incluyendo las Opciones de Sobreasignación).
Opciones de Sobreasignación; Estabilización:	Hemos concedido opciones de sobreasignación a Citibanamex Casa de Bolsa, S.A. de C.V., Casa de Bolsa, integrante del Grupo Financiero Citibanamex; Casa de Bolsa Credit Suisse (México), S.A. de C.V., Grupo Financiero Credit Suisse (México) (estos últimos dos, conjuntamente, los "Intermediarios Colocadores Líderes en México"); Casa de Bolsa Santander, S.A. de C.V., Grupo Financiero Santander México y Morgan Stanley México, Casa de Bolsa, S.A. de C.V. (conjuntamente, con los Intermediarios Líderes en México los "Intermediarios Colocadores en México"), para ser ejercida a través de Citibanamex Casa de Bolsa, S.A. de C.V., Casa de Bolsa, integrante del Grupo Financiero Citibanamex y a los Intermediarios Internacionales, para ser ejercida a través de Citigroup Global Markets Inc., para cubrir asignaciones en exceso, si las hubiere (la opción otorgada a los Intermediarios Colocadores en México, la "Opción de Sobreasignación en México"; la opción otorgada a los Intermediarios Internacionales, la "Opción de Sobreasignación Internacional; y, conjuntamente, las "Opciones de Sobreasignación"). En virtud de las Opciones de Sobreasignación, Citibanamex Casa de Bolsa, S.A. de C.V., Casa de Bolsa, integrante del Grupo Financiero Citibanamex y/o Citigroup Global Markets Inc. podrán adquirir, para suscripción e indistintamente entre ellos, hasta 1,500,000 Acciones Serie A, que pueden estar representadas por ADS y que representan, en conjunto, hasta el 15% de las Acciones Serie A ofrecidas en la Oferta Global. La Opción de Sobreasignación en México y la Opción de Sobreasignación Internacional pueden ejercerse hasta por el porcentaje máximo citado del 15% de las Acciones Serie A materia de la Oferta Global, independientemente de los montos de Acciones Serie A efectivamente colocados en la Oferta en México y/o en la Oferta Internacional. Citibanamex Casa de Bolsa, S.A. de C.V., Casa de Bolsa, integrante del Grupo Financiero Citibanamex actuará como agente estabilizador para todo lo relacionado con la Opción de Sobreasignación en México y Citigroup Global Markets Inc. actuará como agente estabilizador para todo lo relacionado con la Opción de Sobreasignación Internacional. Las Opciones de Sobreasignación podrán ser ejercidas por una sola vez y durante un plazo de 30 días contados a partir de la fecha de construcción del libro, de manera independiente, pero de forma coordinada, de manera parcial o en su totalidad, a un precio igual al precio de colocación y en los términos descritos en la Sección "*PLAN DE DISTRIBUCIÓN*" del presente prospecto.
Fecha de publicación del aviso de oferta pública:	24 de julio de 2019.
Fecha de la oferta:	25 de julio de 2019.
Fecha de cierre del libro:	25 de julio de 2019.
Fecha de registro y cruce en la BMV:	26 de julio de 2019.
Fecha de liquidación:	30 de julio de 2019.
Recursos netos de la Oferta en México:	Ps.104,728,905.54 (sin considerar la Opción de Sobreasignación en México) y Ps.122,814,165.42 (considerando la Opción de Sobreasignación en México).
Recursos netos de la Oferta Internacional:	Ps.1,519,474,096.25 (sin considerar la Opción de Sobreasignación Internacional) y Ps.1,756,893,779.41 (considerando la Opción de Sobreasignación Internacional). El tipo de cambio para determinar el equivalente en Pesos fue de Ps.19.0894 por US$1.00. Para más información, consulte la sección "*TIPO DE CAMBIO*" del presente prospecto.
Recursos netos de la Oferta Global:	Ps.1,624,203,001.79 (sin considerar las Opciones de Sobreasignación) y Ps.1,879,707,944.83 (considerando las Opciones de Sobreasignación). El tipo de cambio para determinar el equivalente en Pesos fue de Ps.19.0894 por US$1.00. Para más información, consulte la sección "*TIPO DE CAMBIO*" del presente prospecto. Para más información sobre los gastos relacionados con la oferta, consulte la sección "GASTOS RELACIONADOS CON LA OFERTA" del presente prospecto.
Destino de los recursos:	Tenemos la intención de utilizar nuestros ingresos netos de esta oferta para (i) financiar las necesidades de efectivo de nuestro plan de desarrollo, el cual está enfocado en el desarrollo de nuestra área de *shale* en relación con (a) el bloque Bajada del Palo Oeste, donde planeamos perforar pozos horizontales, y (b) los bloques Águila Mora y Bajada del Palo Este, los cuales delinearemos y posteriormente comenzaremos su desarrollo, y (ii) para fines corporativos generales. Véase la sección "*DESTINO DE LOS RECURSOS*" del presente prospecto.
Gastos relacionados con la Oferta:	Véase la sección "*GASTOS RELACIONADOS CON LA OFERTA*" del presente prospecto.
Capital Social de la Emisora:	Inmediatamente antes de la Oferta, el capital suscrito y pagado de la Compañía estaba representado por un total de 75,929,000 Acciones Serie A en circulación, que representaban la porción variable del capital social de Vista equivalente a Ps.11,316,214,809.00 las cuales se encuentran inscritas en el Registro Nacional de Valores ("RNV") que mantiene la Comisión Nacional Bancaria y de Valores ("CNBV") y listadas en la Bolsa Mexicana de Valores, S.A.B. de C.V. (la "BMV"); y 2 acciones Serie C en circulación, que representan la porción fija del capital social de Vista equivalente a Ps.2,983.00, las cuales se encuentran inscritas en el RNV y listadas en la BMV las "Acciones Serie C"). Adicionalmente, la Compañía ha emitido 99,680,000 títulos opcionales en circulación, cuyo periodo de ejercicio comenzó el 15 de agosto de 2018, los cuales deberán ser ejercidos en un lote de 3 para adquirir una Acción Serie A a un precio de US$11.50 por Acción (los "Títulos Opcionales").

	Considerando las Opciones de Sobreasignación, inmediatamente después de la Oferta Global el capital suscrito y pagado de la Compañía estará representado por un total de 87,429,002 acciones, divididas en 2 Acciones Serie C correspondientes a la parte fija, equivalente a Ps.2,983.00, y 87,429,000 Acciones Series A correspondientes a la parte variable del capital, equivalente a Ps.13,346,884,809.00; y se habrán colocado entre el público un total de 11,500,000 Acciones Series A (de las cuales 815,000 Acciones Series A se habrán colocado a través de la Oferta en México y 10,685,000 Acciones Series A se habrán colocado a través de la Oferta Internacional) que representarán el 15.15% del capital suscrito y pagado de la Compañía. Sin considerar las Opciones de Sobreasignación, inmediatamente después de la Oferta Global el capital suscrito y pagado de la Compañía está representado por un total de 85,929,002 de acciones, divididas en 2 Acciones Serie C correspondientes a la parte fija, equivalente a Ps.2,983.00, y 85,929,000 de Acciones Serie A correspondientes a la parte variable del capital, equivalente a Ps.13,082,014,809.00; y se han colocado entre el público un total de 10,000,000 Acciones Serie A (de las cuales 708,696 Acciones Serie A se han colocado a través de la Oferta en México y 9,291,304 Acciones Serie A se han colocado a través de la Oferta Internacional) que representan el 13.17% del capital suscrito y pagado de la Compañía. Los Intermediarios Colocadores podrán, mas no estarán obligados a, realizar operaciones de estabilización. Para mayor información, véase la sección *"PLAN DE DISTRIBUCIÓN"* del presente prospecto.
Restricciones en la Tenencia y Transferencia de Acciones:	De conformidad con nuestros estatutos sociales, cualquier persona o grupo de personas que pretenda adquirir, de manera directa o indirecta, más del 10% de nuestro capital social, a través de una o más operaciones sucesivas o simultáneas, requerirán de la aprobación por escrito de nuestro consejo de administración, entre otros requerimientos. Dichas disposiciones limitan la posibilidad de que terceros que adquieran un porcentaje de participación importante de nuestras Acciones y pretenden desincentivar cierto tipo de operaciones que involucren la adquisición de nuestras acciones. Para más información ver la sección "*DESCRIPCIÓN DE LAS ACCIONES SERIE A Y DE NUESTROS ESTATUTOS"* del presente prospecto.
Posibles Adquirentes:	Las Acciones podrán ser adquiridas por personas físicas y morales mexicanas y extranjeras cuando, en su caso, su régimen de inversión lo prevea expresamente. Los posibles adquirentes deberán considerar cuidadosamente toda la información contenida en el presente prospecto y, en especial, la incluida bajo la sección "*FACTORES DE RIESGO*".
Depositario:	Los títulos que amparan las Acciones materia de la Oferta Global están depositados en S.D. Indeval Institución para el Depósito de Valores, S.A. de C.V. ("Indeval").
Régimen Fiscal:	El régimen fiscal aplicable a la enajenación de las Acciones a través de la BMV por personas físicas y morales residentes en México y/o en el extranjero está previsto en los artículos 22, 56, 129, 161 y demás aplicables de la Ley del Impuesto Sobre la Renta y su Reglamento; así como la Resolución Miscelánea Fiscal aplicable. Por su parte, el régimen fiscal aplicable a los dividendos recibidos por personas físicas y morales residentes en México y/o en el extranjero está previsto en los artículos 10, 140, 164 y demás aplicables de la Ley del Impuesto Sobre la Renta y su reglamento; así como la Resolución Miscelánea Fiscal aplicable.
Lugar de Emisión:	Ciudad de México, México.

La Oferta en México se realizó a través de la BMV. Las Acciones objeto de la Oferta en México se liquidarán en México, en los términos del contrato de colocación celebrado por la Emisora con los Intermediarios Colocadores en México, y las Acciones y/o ADS objeto de la Oferta Internacional se liquidarán conforme al contrato de colocación (*underwriting agreement*) celebrado por la Emisora con Citigroup Global Markets Inc., Credit Suisse Securities (USA) L.L.C., Morgan Stanley & Co. LLC, Itau BBA USA Securities, Inc. y Santander Investment Securities Inc. (conjuntamente, los "Intermediarios Internacionales", y conjuntamente con los Intermediarios Colocadores en México, los "Intermediarios Colocadores").

La oferta de las Acciones Serie A y/o ADS se hizo a través de la construcción de libro mediante asignación discrecional. Los inversionistas al ingresar sus órdenes de compra estuvieron de acuerdo en aceptar la asignación discrecional por parte de la Emisora y de los Intermediarios Colocadores. Ver "*PLAN DE DISTRIBUCIÓN*".

La Oferta Global está sujeta a diversas condiciones, suspensivas y resolutorias, convenidas en los respectivos contratos de colocación celebrados por la Emisora con los Intermediarios Colocadores en México y los Intermediarios Colocadores Internacionales, respectivamente. Ver "*PLAN DE DISTRIBUCIÓN*", respecto de las condiciones aplicables respecto de la Oferta en México. En el supuesto que se cumpla o se deje de cumplir cualquiera de dichas condiciones, según sea el caso, la Oferta Global podría quedar sin efecto.

Coordinadores Globales

Citigroup Global Markets Inc.

Credit Suisse Securities (USA) L.L.C.

Intermediarios Colocadores Líderes en México

Citibanamex Casa de Bolsa, S.A. de C.V., Casa de Bolsa, integrante del Grupo Financiero Citibanamex

Casa de Bolsa Credit Suisse (México), S.A. de C.V., Grupo Financiero Credit Suisse (México)

Intermediarios Colocadores en México

Morgan Stanley México, Casa de Bolsa, S.A. de C.V.

Casa de Bolsa Santander, S.A. de C.V., Grupo Financiero Santander México

Los posibles adquirentes deberán considerar cuidadosamente toda la información contenida en el presente prospecto y, en especial, la incluida bajo la sección "*FACTORES DE RIESGO*".

Las Acciones Serie A que se describen en este prospecto se encuentran inscritas con el número 3573-1.00-2019-005, en el RNV y son aptas para ser listadas en el listado correspondiente de la BMV.

La inscripción en el RNV no implica certificación sobre la bondad del valor, la solvencia de la Emisora o sobre la exactitud o veracidad de la información contenida en el presente prospecto, ni convalida los actos que, en su caso, hubieren sido realizados en contravención de las leyes.

El presente prospecto también podrá consultarse en las páginas de Internet de la BMV, la CNBV y de la Emisora www.bmv.com.mx, www.gob.mx/cnbv y www.vistaoilandgas.com, respectivamente y se encuentra disponible con los Intermediarios Colocadores.

Ciudad de México, a 25 de julio de 2019.

Autorización CNBV para la publicación No. 153/11968/2019, de fecha 24 de julio de 2019

LA INDUSTRIA DE PETRÓLEO Y GAS ESTÁ SUJETA A RIESGOS ECONÓMICOS Y OPERATIVOS PARTICULARES.

ESTAMOS EXPUESTOS A LOS EFECTOS DE LAS FLUCTUACIONES EN LOS PRECIOS INTERNACIONALES DEL PETRÓLEO Y EL GAS.

LA VOLATILIDAD DE LOS PRECIOS DEL PETRÓLEO Y DEL GAS PODRÍA PERJUDICAR NUESTROS PROYECTOS DE INVERSIÓN Y PLANES DE DESARROLLO.

NUESTRAS OPERACIONES ESTÁN SUJETAS A REGULACIÓN EXTENSA Y CAMBIANTE EN LOS PAÍSES EN LOS QUE OPERAMOS.

LOS ESTIMADOS SOBRE NUESTRAS RESERVAS DE PETRÓLEO Y GAS SE BASAN EN SUPUESTOS QUE PODRÍAN SER INEXACTOS.

EL CAMBIO CLIMÁTICO PODRÍA AFECTAR NUESTROS RESULTADOS DE OPERACIÓN Y ESTRATEGIA.

NUESTRAS OPERACIONES PRESENTAN RIESGOS PARA EL MEDIO AMBIENTE, Y CUALQUIER CAMBIO EN LAS LEYES AMBIENTALES APLICABLES PODRÍA DAR LUGAR A UN AUMENTO EN NUESTROS COSTOS DE OPERACIÓN.

NUESTRO LIMITADO HISTORIAL OPERATIVO COMO UNA COMPAÑÍA CONSOLIDADA Y LAS RECIENTES ADQUISICIONES PUEDEN DIFICULTAR A LOS INVERSIONISTAS LA EVALUACIÓN DE NUESTROS NEGOCIOS, CONDICIÓN FINANCIERA, RESULTADOS DE OPERACIÓN Y PERSPECTIVAS.

LA INFORMACIÓN FINANCIERA HISTÓRICA EN EL PRESENTE PROSPECTO NO ES INDICATIVA DE RESULTADOS FUTUROS.

NUESTROS ACTIVOS PUEDEN ESTAR SUJETOS A EXPROPIACIÓN O INTERVENCIÓN POR PARTE DE LOS GOBIERNOS DE ARGENTINA Y DE MÉXICO POR RAZONES DE INTERÉS PÚBLICO.

LA INESTABILIDAD ECONÓMICA Y POLÍTICA EN ARGENTINA Y/O EN MÉXICO PUEDE AFECTAR DE MANERA ADVERSA Y MATERIAL NUESTROS NEGOCIOS, RESULTADOS DE OPERACIÓN Y SITUACIÓN FINANCIERA.

CIERTOS RIESGOS SON INHERENTES A CUALQUIER INVERSIÓN EN UNA EMPRESA QUE OPERA EN MERCADOS EMERGENTES COMO LO SON ARGENTINA Y MÉXICO.

UNA CRISIS FINANCIERA GLOBAL O REGIONAL Y CONDICIONES DESFAVORABLES DE CRÉDITO Y DE MERCADO PUEDEN AFECTAR NEGATIVAMENTE NUESTRA LIQUIDEZ, CLIENTES, NEGOCIOS Y RESULTADOS DE OPERACIÓN.

LAS CONDICIONES ECONÓMICAS Y LAS POLÍTICAS GUBERNAMENTALES EN MÉXICO, EN ARGENTINA Y/O EN OTROS LUGARES PUEDEN TENER UN IMPACTO MATERIAL EN NUESTRAS OPERACIONES.

LOS VALORES OFERTADOS SE NEGOCIARÁN EN MÁS DE UN MERCADO, LO QUE PUEDE DAR LUGAR A VARIACIONES DE PRECIO; ADEMÁS, ES POSIBLE QUE LOS INVERSIONISTAS NO PUEDAN MOVER FÁCILMENTE LAS ACCIONES PARA NEGOCIAR ENTRE DICHOS MERCADOS.

NUESTROS ESTATUTOS SOCIALES CONTIENEN DISPOSICIONES DESTINADAS A RESTRINGIR LA ADQUISICIÓN DE NUESTRAS ACCIONES Y A RESTRINGIR LA EJECUCIÓN DE ACUERDOS DE VOTO ENTRE NUESTROS ACCIONISTAS.

EL PAGO Y, EN SU CASO, EL MONTO DE LOS DIVIDENDOS ESTÁN SUJETOS A LA DETERMINACIÓN DE NUESTROS ACCIONISTAS.

ÍNDICE

INFORMACIÓN INCLUIDA EN ESTE PROSPECTO 3
PRESENTACIÓN DE INFORMACIÓN 8
ESTIMACIONES FUTURAS 16
GLOSARIO DE TÉRMINOS DEFINIDOS 18
RESUMEN EJECUTIVO 28
LA OFERTA 42
RESUMEN DE INFORMACIÓN FINANCIERA Y OPERATIVA 51
FACTORES DE RIESGO 65
Riesgos relacionados con nuestro negocio e industria 65
Riesgos relacionados con nuestra Compañía 80
Riesgos relacionados con las economías y entornos regulatorios argentinos y mexicanos. 92
Riesgos relacionados con las Acciones Serie A, los ADS y la Oferta 109
DESTINO DE LOS RECURSOS 117
POLÍTICA DE DIVIDENDOS 118
INFORMACIÓN DE MERCADO 119
CAPITALIZACIÓN 128
INFORMACIÓN FINANCIERA Y OPERATIVA SELECCIONADA 129
INFORMACIÓN FINANCIERA PROFORMA CONDENSADA NO AUDITADA 139
INFORMACIÓN FINANCIERA GENERAL 144
COMENTARIOS Y ANÁLISIS DE LA ADMINISTRACIÓN SOBRE LA SITUACIÓN FINANCIERA Y LOS RESULTADOS DE OPERACIÓN 146
PANORAMA DE LA INDUSTRIA Y REGULATORIO 184
NUESTRO NEGOCIO 216
ADMINISTRACIÓN Y GOBIERNO CORPORATIVO 259
ACCIONISTAS PRINCIPALES 272
OPERACIONES CON PARTES RELACIONADAS 273
DESCRIPCIÓN DE LAS ACCIONES SERIE A Y DE NUESTROS ESTATUTOS 277
CONSIDERACIONES FISCALES 301
PLAN DE DISTRIBUCIÓN 304
GASTOS RELACIONADOS CON LA OFERTA 311
EXPERTOS 313
OTROS VALORES 315
DOCUMENTOS DE CARÁCTER PÚBLICO 316
TIPO DE CAMBIO 317

ACONTECIMIENTOS RECIENTES 318
PERSONAS CON PARTICIPACIÓN RELEVANTE EN LA OFERTA 319
PERSONAS RESPONSABLES 321
Anexo 1 - Estados Financieros de Vista 333
A. Vista Oil & Gas, S.A.B. de C.V. Estado de Resultados Consolidado Condensado Proforma No Auditado para el periodo de nueve meses terminado el 30 de septiembre de 2018. 333
B. Vista Oil & Gas, S.A.B. de C.V. Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2018 y por el período del 4 de abril de 2018 al 31 de diciembre de 2018 y estados financieros al 31 de diciembre de 2017 y al 1 de enero de 2017 y por el período del 1 de enero de 2018 al 3 de abril de 2018 y por el año terminado el 31 de diciembre de 2017. 333
C. Vista Oil & Gas, S.A.B. de C.V. Estados financieros intermedios condensados consolidados al 31 de marzo de 2019 y al 31 de diciembre de 2018 y por el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2019 y estados financieros intermedios condensados por el período de tres meses finalizado el 31 de marzo 2018. 333
Anexo 2 - Estados Financieros Complementarios 334
A. Jagüel de los Machos y 25 de Mayo – Medanito SE. Estados combinados abreviados de ingresos y costos operativos directos por el período del 1 de enero de 2018 al 3 de abril de 2018 y por el año terminado el 31 de diciembre de 2017. 334
B. Apco Oil and Gas International Inc. Sucursal Argentina. Estados financieros al 3 de abril de 2018, al 31 de diciembre de 2017 y al 1 de enero de 2017 y por el período del 1 de enero de 2018 al 3 de abril de 2018 y por el año terminado el 31 de diciembre de 2017. 334
Anexo 3 - Informes del Comité de Auditoría 335
Anexo 4 - Opinión legal 336
Anexo 5 - Título que ampara la emisión 337
Anexo 6 – Reporte de Reservas de 2018 338

Los anexos forman parte integral del prospecto

AVISO IMPORTANTE

NINGÚN INTERMEDIARIO COLOCADOR, APODERADO PARA CELEBRAR OPERACIONES CON EL PÚBLICO, O CUALQUIER OTRA PERSONA, HA SIDO AUTORIZADO PARA PROPORCIONAR INFORMACIÓN O HACER CUALQUIER DECLARACIÓN QUE NO ESTÉ CONTENIDA EN ESTE DOCUMENTO. COMO CONSECUENCIA DE LO ANTERIOR, CUALQUIER INFORMACIÓN O DECLARACIÓN QUE NO ESTÉ CONTENIDA EN ESTE DOCUMENTO DEBERÁ ENTENDERSE COMO NO AUTORIZADA POR LA EMISORA, CITIBANAMEX CASA DE BOLSA, S.A. DE C.V., CASA DE BOLSA, INTEGRANTE DEL GRUPO FINANCIERO CITIBANAMEX; CASA DE BOLSA CREDIT SUISSE (MÉXICO), S.A. DE C.V., GRUPO FINANCIERO CREDIT SUISSE (MÉXICO); MORGAN STANLEY MÉXICO, CASA DE BOLSA, S.A. DE C.V. Y CASA DE BOLSA SANTANDER, S.A. DE C.V., GRUPO FINANCIERO SANTANDER MÉXICO.

INFORMACIÓN INCLUIDA EN ESTE PROSPECTO

El orden de la información contenida en el prospecto tiene la finalidad de cumplir con los requisitos de divulgación de información establecidos en la Circular Única de Emisoras (conforme dicho término de define más adelante), así como procurar la mayor similitud con el prospecto utilizado en el extranjero para efectos de la Oferta Internacional. La siguiente tabla muestra las secciones del prospecto que contienen la información exigida por la Circular Única de Emisoras.

La siguiente tabla muestra las secciones de este prospecto que contienen la información requerida de conformidad con el Anexo H de la Circular Única de Emisoras.

Información requerida	**Sección del prospecto**	**Pág.**
I. INFORMACIÓN GENERAL		
a)Glosario de términos definidos	"*GLOSARIO DE TÉRMINOS DEFINDOS*"	18
b)Resumen ejecutivo	"*RESUMEN EJECUTIVO*"	28
c)Factores de riesgo	"*FACTORES DE RIESGO*"	65
d)Otros valores	"*OTROS VALORES*"	315
e)Documentos de carácter público	"*DOCUMENTOS DE CARÁCTER PÚBLICO*"	316
II. LA OFERTA		
a)Características de los valores	"*LA OFERTA*"	42
b)Destino de los fondos	*"DESTINO DE LOS RECURSOS"*	117
c)Plan de distribución	*"PLAN DE DISTRIBUCIÓN"*	304
d)Gastos relacionados con la oferta	"*GASTOS RELACIONADOS CON LA OFERTA*"	311
e)Estructura de capital después de la oferta	"*CAPITALIZACIÓN*"	127
F) Funciones del representante común, en su caso	*N/A*	
g) Nombre de las Personas con participación relevante en la oferta	"*PERSONAS CON PARTICIPACIÓN RELEVANTE EN LA OFERTA*"	320
h)Dilución	"*CAPITALIZACIÓN*"	127
i) Accionistas vendedores	*N/A*	
J) Información del mercado de valores	"*INFORMACIÓN DE MERCADO*"	118
k) Formador de mercado	*N/A*	

Información requerida		Sección del prospecto	Pág.
III. LA EMISORA			
a)Historia y desarrollo de la Emisora		*"NUESTRO NEGOCIO – NUESTRA HISTORIA"*	222
b)Descripción del negocio			
(i) Actividad principal		"*NUESTRO NEGOCIO – NUESTRA HISTORIA*"	222
(II)	Canales de distribución	"*NUESTRO NEGOCIO - TRANSPORTE Y TRATAMIENTO*"	249
(iii)	Patentes, licencias, marcas y otros contratos	"*NUESTRO NEGOCIO - PROPIEDAD INTELECTUAL*"	254
(iv)	Principales clientes	"*NUESTRO NEGOCIO – CLIENTES Y MERCADOTECNIA*"	252
(v)	Legislación aplicable y situación tributaria	"*PANORAMA DE LA INDUSTRIA Y REGULATORIO – PANORAMA DE LA INDUSTRIA DEL PETRÓLEO Y GAS EN MÉXICO*" Y "*CONSIDERACIONES FISCALES***"**	206 y 300
(vi)	Recursos humanos	"*NUESTRO NEGOCIO - EMPLEADOS*"	256
(vii)	Desempeño ambiental	"NUESTRO NEGOCIO – *SALUD, SEGURIDAD Y TEMAS AMBIENTALES – POLÍTICA AMBIENTAL*"	256
(viii)	Información del mercado	"*INFORMACIÓN DE MERCADO*"	118
(ix)	Estructura corporativa	*"ADMINISTRACIÓN Y GOBIERNO CORPORATIVO" Y "ACCIONISTAS PRINCIPALES*"	258 y 271
(x)	Descripción de sus principales activos	"*NUESTRO NEGOCIO – NUESTRAS OPERACIONES*"	226
(xi)	Procesos judiciales, administrativos o arbitrales	"*NUESTRO NEGOCIO – LITIGIOS*" Y "NUESTRO NEGOCIO – *SALUD, SEGURIDAD Y TEMAS AMBIENTALES"*	257 y 255
(xii)	Acciones representativas del capital social	"*CAPITALIZACIÓN*"	127
(xiii)	Dividendos	"*POLÍTICA DE DIVIDENDOS*"	117
IV. INFORMACIÓN FINANCIERA GENERAL			
a)Información financiera seleccionada		"*INFORMACIÓN FINANCIERA Y OPERATIVA SELECCIONADA"* En lo que respecta a la información financiera general, se incorpora por referencia en su totalidad, de conformidad con la fracción III, del Anexo H, de la Circular Única de Emisoras, la información financiera contenida en nuestro reporte anual del ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2018, presentado a la CNBV el 29 de abril de 2019, y en nuestro reporte de resultados financieros y operativos del primer trimestre de 2019, presentado con fecha 25 de abril de 2019, la cual deberá ser considerada para efectos de esta sección como si a la letra se insertase. Esta información puede consultarse en las siguientes páginas: http://www.vistaoilandgas.com/inversionistas/ , www.gob.mx/cnbv y www.bmv.com.mx	128

Información requerida	Sección del prospecto	Pág.
b)Información financiera por línea de negocio, zona geográfica y ventas de exportación	"*INFORMACIÓN FINANCIERA Y OPERATIVA SELECCIONADA*" Y "*COMENTARIOS Y ANÁLISIS DE LA ADMINISTRACIÓN SOBRE LA SITUACIÓN FINANCIERA Y LOS RESULTADOS DE OPERACIÓN – FUENTE DE INGRESOS"* En lo que respecta a la información financiera general, se incorpora por referencia en su totalidad, de conformidad con la fracción III, del Anexo H, de la Circular Única de Emisoras, la información financiera contenida en nuestro reporte anual del ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2018, presentado a la CNBV el 29 de abril de 2019, y en nuestro reporte de resultados financieros y operativos del primer trimestre de 2019, presentado con fecha 25 de abril de 2019, la cual deberá ser considerada para efectos de esta sección como si a la letra se insertase. Esta información puede consultarse en las siguientes páginas: http://www.vistaoilandgas.com/inversionistas/ , www.gob.mx/cnbv y www.bmv.com.mx	128 y 150
c)Informe de créditos relevantes	"*COMENTARIOS Y ANÁLISIS DE LA ADMINISTRACIÓN SOBRE LA SITUACIÓN FINANCIERA Y LOS RESULTADOS DE OPERACIÓN* – LIQUIDEZ Y FUENTES DE CAPITAL" Y "*COMENTARIOS Y ANÁLISIS DE LA ADMINISTRACIÓN SOBRE LA SITUACIÓN FINANCIERA Y LOS RESULTADOS DE OPERACIÓN – DEUDA"* En lo que respecta a la información financiera general, se incorpora por referencia en su totalidad, de conformidad con la fracción III, del Anexo H, de la Circular Única de Emisoras, la información financiera contenida en nuestro reporte anual del ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2018, presentado a la CNBV el 29 de abril de 2019, y en nuestro reporte de resultados financieros y operativos del primer trimestre de 2019, presentado con fecha 25 de abril de 2019, la cual deberá ser considerada para efectos de esta sección como si a la letra se insertase. Esta información puede consultarse en las siguientes páginas: http://www.vistaoilandgas.com/inversionistas/ , www.gob.mx/cnbv y www.bmv.com.mx	169 y 170

Información requerida	Sección del prospecto	Pág.
D) Comentarios y análisis de la administración sobre los resultados de operación y la situación financiera de la Emisora	*"COMENTARIOS Y ANÁLISIS DE LA ADMINISTRACIÓN SOBRE LA SITUACIÓN FINANCIERA Y LOS RESULTADOS DE OPERACIÓN"* En lo que respecta a la información financiera general, se incorpora por referencia en su totalidad, de conformidad con la fracción III, del Anexo H, de la Circular Única de Emisoras, la información financiera contenida en nuestro reporte anual del ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2018, presentado a la CNBV el 29 de abril de 2019, y en nuestro reporte de resultados financieros y operativos del primer trimestre de 2019, presentado con fecha 25 de abril de 2019, la cual deberá ser considerada para efectos de esta sección como si a la letra se insertase. Esta información puede consultarse en las siguientes páginas: http://www.vistaoilandgas.com/inversionistas/ , www.gob.mx/cnbv y www.bmv.com.mx	145
i. Resultados de la operación	"*COMENTARIOS Y ANÁLISIS DE LA ADMINISTRACIÓN SOBRE LA SITUACIÓN FINANCIERA Y LOS RESULTADOS DE OPERACIÓN – FACTORES QUE AFECTAN NUESTROS RESULTADOS DE OPERACIÓN*" En lo que respecta a la información financiera general, se incorpora por referencia en su totalidad, de conformidad con la fracción III, del Anexo H, de la Circular Única de Emisoras, la información financiera contenida en nuestro reporte anual del ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2018, presentado a la CNBV el 29 de abril de 2019, y en nuestro reporte de resultados financieros y operativos del primer trimestre de 2019, presentado con fecha 25 de abril de 2019, la cual deberá ser considerada para efectos de esta sección como si a la letra se insertase. Esta información puede consultarse en las siguientes páginas: http://www.vistaoilandgas.com/inversionistas/ , www.gob.mx/cnbv y www.bmv.com.mx	152
ii. Situación financiera, Liquidez y fuentes de capital	"*COMENTARIOS Y ANÁLISIS DE LA ADMINISTRACIÓN SOBRE LA SITUACIÓN FINANCIERA Y LOS RESULTADOS DE OPERACIÓN – LIQUIDEZ Y FUENTES DE CAPITAL*" En lo que respecta a la información financiera general, se incorpora por referencia en su totalidad, de conformidad con la fracción III, del Anexo H, de la Circular Única de Emisoras, la información financiera contenida en nuestro reporte anual del ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2018, presentado a la CNBV el 29 de abril de 2019, y en nuestro reporte de resultados financieros y operativos del primer trimestre de 2019, presentado con fecha 25 de abril de 2019, la cual deberá ser considerada para efectos de esta sección como si a la letra se insertase. Esta información puede consultarse en las siguientes páginas: http://www.vistaoilandgas.com/inversionistas/ , www.gob.mx/cnbv y www.bmv.com.mx	169

Información requerida	Sección del prospecto	Pág.
iii. Control interno	"*ADMINISTRACIÓN Y GOBIERNO CORPORATIVO – COMITÉS DEL CONSEJO DE ADMINISTRACIÓN*" En lo que respecta a la información financiera general, se incorpora por referencia en su totalidad, de conformidad con la fracción III, del Anexo H, de la Circular Única de Emisoras, la información financiera contenida en nuestro reporte anual del ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2018, presentado a la CNBV el 29 de abril de 2019, y en nuestro reporte de resultados financieros y operativos del primer trimestre de 2019, presentado con fecha 25 de abril de 2019, la cual deberá ser considerada para efectos de esta sección como si a la letra se insertase. Esta información puede consultarse en las siguientes páginas: http://www.vistaoilandgas.com/inversionistas/ , www.gob.mx/cnbv y www.bmv.com.mx	262
E) Estimaciones, provisiones o reservas contables críticas	"*COMENTARIOS Y ANÁLISIS DE LA ADMINISTRACIÓN SOBRE LA SITUACIÓN FINANCIERA Y LOS RESULTADOS DE OPERACIÓN – LIQUIDEZ Y FUENTES DE CAPITAL*", "*INFORMACIÓN FINANCIERA Y OPERATIVA SELECCIONADA*" Y "*NUESTRO NEGOCIO – HECHOS RECIENTES*" En lo que respecta a la información financiera general, se incorpora por referencia en su totalidad, de conformidad con la fracción III, del Anexo H, de la Circular Única de Emisoras, la información financiera contenida en nuestro reporte anual del ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2018, presentado a la CNBV el 29 de abril de 2019, y en nuestro reporte de resultados financieros y operativos del primer trimestre de 2019, presentado con fecha 25 de abril de 2019, la cual deberá ser considerada para efectos de esta sección como si a la letra se insertase. Esta información puede consultarse en las siguientes páginas: http://www.vistaoilandgas.com/inversionistas/ , www.gob.mx/cnbv y www.bmv.com.mx	169, 128 y 222
V. ADMINISTRACIÓN		
a) Auditores externos	"*ADMINISTRACIÓN Y GOBIERNO CORPORATIVO", "DESCRIPCIÓN DE LAS ACCIONES SERIE A Y DE NUESTROS ESTATUTOS" Y "EXPERTOS*".	257, 276 y 312
b) Operaciones con personas relacionadas y conflictos de interés	"*OPERACIONES CON PARTES RELACIONADAS*"	272
c) Administradores y accionistas	"*ADMINISTRACIÓN Y GOBIERNO CORPORATIVO*" Y "*ACCIONISTAS PRINCIPALES*"	257 y 271
d) Estatutos sociales y otros convenios	"*DESCRIPCIÓN DE LAS ACCIONES SERIE A Y DE NUESTROS ESTATUTOS*"	312
VI. Personas Responsables	"*PERSONAS RESPONSABLES*"	
VII. Anexos	"ANEXOS"	
a) Estados financieros y opiniones del comité de auditoría, e informe del comisario, en su caso.	"Anexo 1 - Estados Financieros de Vista" "Anexo 2 - Estados Financieros Complementarios" "Anexo 3 - Informes del Comité de Auditoría"	
b) Opinión legal	"Anexo 4 - Opinión legal"	
c) Título que ampara la emisión	"Anexo 5 - Título que ampara la emisión"	
d) N/A	"Anexo 6 - Reporte de Reservas de 2018"	

PRESENTACIÓN DE INFORMACIÓN

A menos de que se indique o el contexto lo requiera, (i) los términos “Vista”, “Compañía”, “Sociedad”, “nosotros”, o “nuestra(o)”, cuando se utilicen en el contexto de (a) después de la Combinación Inicial de Negocios (según se define en el presente) se refiere a Vista Oil & Gas, S.A.B. de C.V., una sociedad anónima bursátil de capital variable constituida conforme a las leyes de México y sus subsidiarias consolidadas, y (b) antes de la Combinación Inicial de Negocios, se refiere a la Compañía Predecesora (según se define en el presente); (ii) el término "Emisor" se refiere a Vista excluyendo a sus subsidiarias, (iii) el término "Vista Argentina" se refiere a Vista Oil & Gas Argentina S.A.U. (anteriormente conocida como Vista Oil & Gas Argentina S.A., y previamente Petrolera Entre Lomas S.A.); (iv) el término "PELSA" se refiere a Petrolera Entre Lomas S.A. (o tras el cambio de su denominación social, Vista Argentina); (v) el término "Vista Holding I" se refiere a Vista Oil & Gas Holding I, S.A. de C.V.; (vi) el término "Vista Holding II" se refiere a Vista Oil & Gas Holding II, S.A. de C.V.; (vii) el término "APCO International” se refiere a APCO Oil and Gas S.A.U. (antes conocida como APCO Oil and Gas International, Inc. previo a su cambio de domicilio a Argentina, la cual se fusionó con Vista Argentina en virtud de la Reestructuración Argentina (según dicho término se define más adelante), y la cual ya no existe a la fecha de este prospecto); (viii) el término "APCO Argentina" se refiere a la filial de APCO International, APCO Argentina S.A. (la cual se fusionó con Vista Argentina en virtud de la Reestructuración Argentina (según dicho término se define más adelante), y la cual ya no existe a la fecha de este prospecto); (ix) el término "APCO Sucursal Argentina" se refiere a APCO Oil and Gas International, Inc. (Sucursal Argentina), (junto con APCO International y APCO Argentina, las "Entidades APCO"); y (x) el término "Compañía Predecesora" o "Predecesora" se refiere a PELSA y sus subsidiarias, antes de la Combinación Inicial de Negocios. Favor de ver las secciones “*RESUMEN EJECUTIVO*” y “*NUESTRO NEGOCIO*” de este prospecto.

Las referencias a “Acciones Serie A” o a “Acciones” se refieren a nuestras acciones ordinarias, Serie A, sin expresión de valor nominal y las referencias a “ADS” se refieren a las *American Depositary Shares*, que representan una Acción Serie A cada una, salvo que el contexto requiera lo contrario.

Asimismo, el término "México" se refiere a los Estados Unidos Mexicanos, el término “Estados Unidos” se refiere a los Estados Unidos de América, y la expresión “Argentina” se refiere a la República Argentina. Asimismo, la expresión "gobierno mexicano" se refiere al gobierno federal de México, la expresión “gobierno de Estados Unidos” se refiere al gobierno federal de los Estados Unidos, y la expresión “gobierno argentino” se refiere al gobierno nacional de Argentina.

Los términos contables tienen las definiciones establecidas en las Normas Internacionales de Información Financiera o NIIF (“IFRS” por sus siglas en inglés), emitidas por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad (“IASB” por sus siglas en inglés).

Nuestra Compañía

Somos una Compañía de hidrocarburos dedicada principalmente a la exploración y producción ("E&P") de petróleo y gas. Actualmente concentramos nuestras operaciones en Argentina y México, donde tenemos participación en las siguientes concesiones de petróleo y gas a la fecha de este prospecto:

Argentina

Cuenca Neuquina: (a) una participación del 100% en las concesiones de explotación de 25 de Mayo-Medanito y Jagüel de los Machos (como operadora); (b) una participación del 100% en las concesiones de explotación Entre Lomas Neuquén y Entre Lomas Río Negro, a las que denominamos conjuntamente "Entre Lomas", y Charco del Palenque y Jarilla Quemada, a las que denominamos conjuntamente "Agua Amarga" (como operadora); (c) una participación del 100% en las concesiones de explotación no convencionales de Bajada del Palo Oeste y Bajada del Palo Este, a las que denominamos conjuntamente “Bajada de Palo” (como operadora); (d) el 55% de participación en la concesión de explotación de Coirón Amargo Norte (como operadora); (e) el 10% de participación sin operación en la

concesión no convencional Coirón Amargo Sur Oeste (“CASO”) (operada por Shell); y (f) un 90% de participación en el permiso de exploración Águila Mora (como operadora).

Cuenca del Golfo San Jorge: una participación sin operación del 16.95% en la concesión de explotación de Sur Río Deseado Este (operada por Petrolera Argentina S.A. (“Alianza Petrolera”).

Cuenca del Noroeste: el 1.5% de participación sin operación en la concesión de explotación de Acambuco (operada por Pan American Energy L.L.C. (Sucursal Argentina)).

México

Cuenca del Sureste: (a) el 50% de participación sin operación en el bloque de explotación CS-1; y (b) un 50% de participación sin operación en el bloque de explotación A-10, ambos a ser operados por Vista (sujeto a la aprobación de la transferencia de operación por la Comisión Nacional de Hidrocarburos o “CNH”).

Cuenca de Tampico-Misantla: el 50% de la participación sin operación en el bloque de explotación TM-01 operada por Jaguar Exploración y Producción de Hidrocarburos, S.A.P.I. de C.V. (“Jaguar”).

Somos una sociedad anónima bursátil de capital variable constituida bajo las leyes de México. Fuimos originalmente constituidos en México el 22 de marzo del 2017.

Nuestras oficinas principales están ubicadas en Calle Volcán 150, piso 5, Colonia Lomas de Chapultepec, Miguel Hidalgo, Ciudad de México, Código Postal 11000. Nuestro número de teléfono en esta ubicación es +52 (55) 4163-9205. Nuestro sitio web es http://www.vistaoilandgas.com. La información contenida en, o accesible a través de, este sitio web no está incorporada por referencia ni debe ser considerada parte de este prospecto, salvo cuando se indique expresamente lo contrario.

La Combinación Inicial de Negocios

El 4 de abril del 2018, Vista llevó a cabo la Combinación Inicial de Negocios. El término “Combinación Inicial de Negocios” se refiere a las siguientes operaciones:

(a) *Las Adquisiciones PELSA*. La adquisición por parte de Pampa Energía S.A. (“Pampa” o, indistintamente, “Pampa Energía”) de:

  (i) el 58.88% del capital social de PELSA, una empresa argentina que posee el 73.15% de la participación directa con operación en cada una de las concesiones de explotación petrolera de Entre Lomas, Bajada del Palo y Agua Amarga ubicadas en la Cuenca Neuquina en las Provincias de Neuquén y de Río Negro en Argentina (las “Concesiones EL-AA-BP”);

  (ii) el 3.85% del interés directo en la Concesión EL-AA-BP; y

  (iii) una participación directa del 100% en las concesiones de explotación petrolera de 25 Mayo-Medanito SE (“25 de Mayo-Medanito”) y Jagüel de los Machos (“JDM”) ubicadas en la Cuenca Neuquina en la provincia de Río Negro, Argentina, mismas que fueron adquiridas por PELSA el mismo día.

(b) *Las Adquisiciones APCO*. La adquisición por parte de Pluspetrol Resources Corporation (“Pluspetrol”) de:

  (i) el 100% del capital social de APCO International; y

  (ii) el 5% del capital social de APCO Argentina.

Al momento de la Combinación Inicial de Negocios (es decir, el 4 de abril de 2018), APCO International tenía (a) el 39.22% del capital social de PELSA; (b) el 95% del capital social de APCO Argentina; y (c) a través de APCO Sucursal Argentina, las siguientes participaciones:

(a) la participación del 23% en cada una de las Concesiones EL-AA-BP operadas por PELSA;

(b) la participación sin operación del 45% en un bloque de evaluación en la Cuenca Neuquina en la Provincia del Neuquén, Argentina, denominado "Coirón Amargo Sur Oeste";

(c) la participación operativa del 55% en una concesión de explotación en la Cuenca Neuquina en la Provincia del Neuquén, Argentina, denominada "Coirón Amargo Norte";

(d) la participación sin operación del 1.5% en una concesión de explotación en la Cuenca del Noroeste en la Provincia de Salta, Argentina, denominada "Acambuco";

(e) la participación sin operación del 16.95% en una concesión de explotación en la Cuenca del Golfo San Jorge en la Provincia de Santa Cruz, Argentina, denominada "Sur Río Deseado Este"; y

(f) la participación sin operación del 44% en un acuerdo de exploración relacionado con "Sur Río Deseado Este".

Al momento de la Combinación Inicial de Negocios, APCO Argentina tenía una participación del 1.58% en PELSA, misma que, junto con (a) la participación del 39.22% en PELSA que poseía a través de APCO International; (b) la participación del 58.88% que poseía directamente la Compañía, tal como se describe en el punto (i)(a) anterior; y (c) el 0.32% del capital social adquirido directamente el 25 de abril de 2018 por Vista Holding I de los accionistas minoritarios de PELSA, suma el 100% del capital social de PELSA, el cual poseemos a la fecha del presente prospecto.

Para mayor información sobre la Combinación Inicial de Negocios, véase la sección "*NUESTRO NEGOCIO – Nuestra Historia - La Combinación Inicial de Negocios".*

Estados financieros

Los estados financieros incluidos en este prospecto han sido preparados sobre una base de información financiera histórica de acuerdo con las NIIF o los US GAAP de los Estados Unidos, según se describe en el presente documento.

Nos constituimos el 22 de marzo del 2017, e iniciamos nuestras operaciones productivas el 4 de abril de 2018 al consumarse nuestra Combinación Inicial de Negocios. En consecuencia, nuestro historial operativo es limitado. Mantenemos nuestros libros y registros en Dólares, la cual es la moneda utilizada para la presentación de nuestros estados financieros y también la moneda funcional de nuestras operaciones.

Se determinó que PELSA es la Predecesora de la Compañía y, como resultado, las operaciones anteriores de PELSA han sido presentadas para el año fiscal terminado el 31 de diciembre de 2017 y para el periodo comprendido entre el 1 de enero de 2018 y el 3 de abril de 2018.

PELSA, como Predecesora de la Compañía, adoptó las NIIF por primera vez para el año terminado el 31 de diciembre de 2017 con fecha de transición al 1 de enero de 2017. En la preparación de los estados financieros anteriores, PELSA ha aplicado todas las NIIF que son de aplicación obligatoria durante el ejercicio fiscal que comenzó el 1 de enero de 2018, en todos los periodos presentados.

Para periodos que abarcan hasta el 31 de diciembre de 2017, PELSA preparó originalmente sus estados financieros de acuerdo a los principios de contabilidad generalmente aceptados en Argentina

("PCGA"). Véase en la Nota 2.5 de nuestros Estados Financieros (como se define a continuación) una descripción de las diferencias entre las NIIF y los PCGA aplicables a PELSA.

La información financiera contenida en el prospecto incluye:

(a) los estados financieros consolidados auditados al 31 de diciembre del 2017 y al 1 de enero del 2017, y por el año terminado el 31 de diciembre del 2017, de PELSA, como Predecesora de la Compañía (los "Estados Financieros Predecesores Auditados de 2017");

(b) los estados financieros auditados consolidados al 31 de diciembre del 2018, y (a) los correspondientes al periodo comprendido entre el 1 de enero de 2018 y el 3 de abril de 2018 de PELSA, como predecesora de la Compañía; y (b) por el periodo del 4 de abril de 2018 al 31 de diciembre de 2018 de la Compañía, como sucesor (los "Estados Financieros Auditados Predecesores / Sucesores de 2018" y junto con los Estados Financieros Predecesores Auditados de 2017, los "Estados Financieros"); y

(c) los estados financieros intermedios condensados consolidados al 31 de marzo de 2019, al 31 de diciembre de 2018, no auditados y por el periodo de 3 meses terminado el 31 de marzo de 2019 de la Compañía, como sucesora y por el periodo de 3 meses terminado el 31 de marzo de 2018 de PELSA, como la predecesora de la Compañía (los "Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados No Auditados del 1Q 2019").

Los Estados Financieros (mismos que incluyen los Estados Financieros Predecesores Auditados de 2017 y los Estados Financieros Auditados Predecesores / Sucesores de 2018) han sido preparados de acuerdo con las NIIF y se presentan en Dólares. Preparamos nuestros Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados No Auditados del 1Q 2019 de conformidad con las con las Normas Internacional de Contabilidad ("NIC").

Información Financiera Interina

Los principios contables utilizados en la preparación de nuestros Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados No Auditados del 1Q 2019 son los mismos a los utilizados en la preparación de nuestros Estados Financieros, excepto por (i) para el reconocimiento del gasto por impuesto sobre la renta (véase la Nota 2.1 a los Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados No Auditados del 1Q 2019); y (ii) a partir del 1 de enero de 2019, adoptamos la NIIF 16 utilizando el método retrospectivo modificado de adopción con fecha de aplicación inicial el 1 de enero de 2019. Bajo este método, la norma se aplica de forma retrospectiva con el efecto acumulativo de la aplicación inicial en la fecha de la aplicación inicial. Por consiguiente, pueden verse afectadas ciertas comparaciones entre periodos. Véase la Nota 2.2 de nuestros Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados No Auditados del 1Q 2019. Además, nuestros Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados No Auditados del 1Q 2019 no incluyen toda la información y notas aclaratorias requeridas en nuestros Estados Financieros y, por lo tanto, deben ser leídos en conjunto con nuestros Estados Financieros.

Como resultado de la Combinación Inicial de Negocios, los periodos de reporte financiero correspondientes al año fiscal 2018 se presentan a continuación:

- el "Periodo Predecesor 2018", que se refiere al periodo comprendido entre el 1 de enero de 2018 y el 3 de abril de 2018 e incluye los resultados consolidados de las operaciones de la Compañía Predecesora; y

- el "Periodo Sucesor 2018", que se refiere al periodo comprendido entre el 4 de abril de 2018 y el 31 de diciembre de 2018 e incluye los resultados consolidados de las operaciones de Vista, como la compañía sucesora.

La comparabilidad de nuestros resultados de operación se ve afectada por la realización de la Combinación Inicial de Negocios y del método de compra. Como un resultado del tratamiento contable anterior dado a PELSA, nuestros resultados de operación para periodos anteriores a la Combinación Inicial de Negocios no incluyen los resultados de las Entidades APCO, JDM y 25 de Mayo-Medanito y, por lo tanto, no son comparables con los resultados de los periodos posteriores a la realización de la Combinación Inicial de Negocios.

Compañía Listada en México

Debido a que somos una compañía listada en México, los inversionistas están facultados para acceder a nuestros estados financieros anteriores publicados en español en la BMV, en la CNBV y en nuestros sitios web: www.bmv.com.mx, www.gob.mx/cnbv y www.vistaoilandgas.com. La información que se encuentra en la BMV y en la CNBV, así como la que se encuentra en nuestros sitios web, no forma parte de este prospecto. De conformidad con la Circular Única de Emisoras, no estamos obligados a tratar a PELSA como nuestra Compañía Predecesora en la preparación de nuestros estados financieros históricos. Los estados financieros históricos y otra información financiera presentada a la CNBV, así como a la BMV no han sido preparados y presentados con la información financiera de PELSA como predecesora.

Nuestros estados financieros y demás información financiera correspondiente a los periodos terminados después del 1 de enero de 2019, que se publique en los sitios web de la BMV y de la CNBV se prepararán y presentarán sustancialmente de la misma manera que la información financiera incluida en este prospecto para el Periodo Sucesor 2018.

Estados Financieros Complementarios

El 4 de abril del 2018, a través de adquisiciones directas de las Entidades APCO de Pluspetrol y PELSA, adquirimos de Pampa las propiedades petroleras denominadas 25 de Mayo-Medanito y JDM.

Incluimos en este prospecto los estados financieros de APCO Sucursal Argentina, filial de APCO International en Argentina, en lugar de los estados financieros de APCO International, que, de otro modo, tendrían que presentarse de conformidad con la Norma 3-05 de la Ley de Bolsas de Valores de los Estados Unidos de 1934 (U.S. Securties Exchange Act of 1934, según la misma sea o haya sido modificada, la “Ley de Bolsas de Valores”). En relación con lo anterior, la Nota 31.3 de los Estados Financieros provee mayor información sobre los activos y pasivos relacionados con la adquisición de APCO International. Consideramos que los estados financieros previos a la adquisición de APCO International no proporcionarían a los inversionistas información relevante alguna ni información sobre tendencias financieras relacionadas con los activos, pasivos o ingresos de las tres Entidades de APCO que, de otra manera, no aparecerían en los estados financieros anteriores de APCO Sucursal Argentina y/o en nuestros Estados Financieros, y que sustancialmente todos los activos y pasivos de APCO International se eliminan en el proceso de consolidación y no forman parte de la Combinación Inicial de Negocios (es decir, APCO Austral S.A., una subsidiaria 100% propiedad de APCO International, que fue transferida por Pluspetrol el 19 de marzo de 2018, poco antes de la consumación de la Combinación Inicial de Negocios) o eliminada o suprimida en la aplicación del método de compra reconocido por la Compañía.

Los siguientes son los estados financieros complementarios (los "Estados Financieros Complementarios") incluidos en este prospecto:

(a) (i) los estados financieros auditados de APCO Sucursal Argentina, al 31 de diciembre de 2017 y al 1 de enero de 2017 y por el año terminado el 31 de diciembre de 2017; y (ii) los estados financieros auditados previos a la adquisición de APCO Sucursal Argentina al 3 de abril de 2018 y por el periodo comprendido entre el 1 de enero de 2018 y el 3 de abril de 2018 preparados bajo lo establecido en las NIIF; y

(b) (i) los estados de ingresos y gastos directos de operación, auditados, combinados y abreviados correspondientes al periodo previo a la adquisición de las propiedades de

petróleo y gas de JDM y 25 de Mayo-Medanito relativas al año terminado el 31 de diciembre de 2017; y (ii) los estados de ingresos y gastos directos de operación, combinados, abreviados y auditados de las propiedades de petróleo y gas JDM y 25 de Mayo-Medanito, correspondientes al periodo comprendido entre el 1 de enero de 2018 y el 3 de abril de 2018, preparados de conformidad con los US GAAP.

Los Estados Financieros Complementarios se presentan en Dólares.

Información financiera proforma

El presente prospecto incluye información financiera proforma no auditada para el periodo de nueve meses terminado el 30 de septiembre de 2018. Los estados de resultados condensados proforma no auditados han sido preparados para dar un efecto proforma a la Combinación Inicial de Negocios como si dichas combinaciones hubieran ocurrido el 1 de enero de 2018. Los ajustes proforma, que se basan en la información disponible en la actualidad y en ciertos supuestos que consideramos razonables, se han aplicado a la información financiera incluida en los Estados Financieros Predecesores / Sucesores del 2018 Auditados. Los supuestos subyacentes a los ajustes proforma se describen en las notas que acompañan a la información financiera proforma no auditada y deben leerse conjuntamente con dicha información financiera. La información financiera proforma no auditada se proporciona únicamente con fines informativos y no es necesariamente indicativa de los resultados de las operaciones que podríamos haber logrado en los periodos indicados si se hubiera completado la Combinación Inicial de Negocios para el periodo presentado, y no debe tomarse como información representativa de nuestros resultados de operaciones futuras. La información financiera proforma condensada no auditada debe leerse conjuntamente con la información financiera contenida en este prospecto, incluyendo, de manera enunciativa, los Estados Financieros y los Estados Financieros Complementarios.

Medidas financieras no incluidas en las NIIF

En el presente prospecto presentamos la Deuda Neta, el EBITDA Ajustado y el Margen EBITDA Ajustado (según dichos términos se definen más adelante), que son medidas financieras no incluidas en las NIIF. Una medida financiera distinta de las NIIF se define generalmente como una medida numérica del rendimiento financiero anterior o futuro, de la posición financiera o de los flujos de caja que: (i) excluye cantidades, o está sujeta a ajustes que tienen el efecto de excluir cantidades, que están incluidas en la medida más directamente comparable calculada y presentada de acuerdo con las NIIF en el estado de resultados, balance o estado de flujos de caja (o equivalentes) del emisor, o (ii) incluye cantidades, o está sujeta a ajustes que tienen el efecto de incluir cantidades, que están excluidas de la medida más directamente comparable calculada y presentada de esta forma.

Definimos “EBITDA Ajustado” como (pérdida) / utilidad del año / periodo más gasto por impuesto sobre la renta, resultados financieros, neto, depreciación, agotamiento y amortización, costos de transacción relacionados con combinaciones de negocios, gastos de reestructura y deterioro (recuperación) de propiedades, plantas y equipos. Consideramos que la naturaleza de los costos de reestructura fueron tales que no es razonablemente probable que se repitan dentro de 2 años, ya que están relacionados principalmente con reducciones permanentes de nuestra fuerza laboral derivadas de nuestras combinaciones de negocios, y que los costos de reestructura y los gastos de transacción no son gastos operativos recurrentes normales. Consideramos que al excluir los costos de reestructura y los costos de transacción relacionados con las combinaciones de negocios, se proporciona información complementaria para que nuestra administración e inversionistas analicen nuestro desempeño operativo principal de manera consistente de un periodo a otro. Además, el deterioro (recuperación) de propiedades, plantas y equipos se excluyó de la determinación de nuestro EBITDA Ajustado porque corresponde a un ajuste a la valuación de nuestros activos fijos cuyo cargo es similar en naturaleza a la depreciación de propiedades, plantas y equipos. Esta métrica permite a la administración y a los inversionistas analizar nuestro desempeño operativo de manera consistente de un periodo a otro. En este sentido, señalamos que la eliminación de estos costos y gastos no resulta en una reducción de los gastos operativos necesarios para llevar a cabo nuestro negocio. A la luz de los factores anteriores, nuestra administración excluye los gastos de reestructura, los costos de transacción de las

combinaciones de negocios y el deterioro (recuperación) del valor de las propiedades, plantas y equipos de nuestro EBITDA Ajustado para facilitar la revisión del desempeño operativo y como base para la planificación estratégica. Nuestra administración considera que la exclusión de dichos elementos permitirá a los inversionistas comprender nuestras tendencias financieras a corto y largo plazo.

Definimos “Deuda Neta” como deuda financiera corriente y no corriente, menos los activos líquidos, saldos bancarios y otras inversiones a corto plazo.

Definimos el “Margen EBITDA Ajustado” como la relación entre el EBITDA Ajustado y los ingresos por contratos con clientes.

Presentamos el EBITDA Ajustado, el Margen EBITDA Ajustado y la Deuda Neta porque creemos que proporcionan a los inversionistas medidas complementarias de la condición financiera y el desempeño de nuestras operaciones principales que facilitan las comparaciones de periodo a periodo de manera consistente. Nuestra gerencia utiliza Deuda Neta, EBITDA Ajustado y Margen EBITDA Ajustado, entre otras medidas, para propósitos de planificación interna y medición del desempeño. La Deuda Neta, el EBITDA Ajustado y el Margen EBITDA Ajustado no son medidas de liquidez ni de desempeño operativo bajo NIIF y no deben interpretarse como alternativas a la utilidad neta, la utilidad operativa o el flujo de caja proporcionado por las actividades operativas (en cada caso, según se determine de acuerdo con las NIIF). La Deuda Neta, el EBITDA Ajustado y el Margen EBITDA Ajustado, tal como los calculamos, pueden no ser comparables con medidas de título similar reportadas por otras compañías.

También hemos incluido el EBITDA Ajustado Proforma y el Margen de EBITDA Ajustado Proforma para mostrar el efecto proforma de la Combinación Inicial de Negocios sobre nuestro EBITDA Ajustado y el Margen de EBITDA Ajustado. Presentamos el EBITDA Ajustado Proforma y el Margen de EBITDA Ajustado Proforma porque creemos que proporcionan a los inversionistas medidas suplementarias del desempeño financiero de nuestras operaciones principales que facilitan las comparaciones de periodo a periodo de nuestros resultados proforma de manera consistente. Definimos el “EBITDA Ajustado Proforma” como la (pérdida) / beneficio proforma para el año / periodo más el gasto por impuesto sobre la renta proforma, los resultados financieros proforma, la depreciación neta, la depreciación proforma, el agotamiento y la amortización, los gastos de reestructura proforma y la pérdida por deterioro proforma de propiedades, plantas y equipos. Definimos el “Margen de EBITDA Ajustado Proforma” como la relación entre el EBITDA Ajustado proforma y los ingresos proforma provenientes de contratos con clientes. El EBITDA Ajustado Proforma y el Margen de EBITDA Ajustado Proforma se derivan de la información financiera proforma no auditada incluida en este prospecto.

Información de divisas y redondeo

Todas las referencias a "US$", "Dólares estadounidenses" y "Dólares" se refieren a dólares estadounidenses, la moneda de curso legal en los Estado Unidos de América. Asimismo, las referencias a "Pesos mexicanos" y "Ps." se refieren a Pesos mexicanos; la moneda de curso legal en México, mientras que "ARS", "Pesos Argentinos" y "AR$" se refieren a Pesos Argentinos, la moneda de curso legal en Argentina. Los Estados Financieros, los Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados No Auditados del 1Q 2019 y los Estados Financieros Complementarios se presentan en Dólares.

Algunas de las cifras incluidas en este prospecto han sido objeto de ajustes de redondeo. Por lo tanto, las cifras que aparecen como totales en algunos cuadros pueden no ser una suma aritmética de las cifras que los preceden.

Datos de mercado e industria

El presente prospecto incluye cuotas de mercado, estadísticas, datos de la industria y pronósticos que obtuvimos de publicaciones y encuestas de la industria, archivos públicos y fuentes internas de la Compañía. Las publicaciones, encuestas y pronósticos de la industria generalmente indican que la información contenida en las mismas ha sido obtenida de fuentes que se consideran

confiables, incluyendo Wood Mackenzie Ltd. ("Wood Mackenzie"), una de las principales empresas del sector, pero no se puede garantizar la exactitud de la información incluida.

No hemos verificado de manera independiente los datos de fuentes de terceros, ni hemos comprobado los supuestos económicos subyacentes en los que se basan. Consideramos que los datos relativos al tamaño de nuestros mercados y a la cuota de mercado son intrínsecamente imprecisos, pero en general indican el tamaño, la posición y la cuota de mercado dentro de nuestros mercados. Si bien no tenemos conocimiento de ninguna declaración errónea con respecto a los datos de nuestra industria presentados en el presente documento, nuestras estimaciones implican riesgos e incertidumbres y están sujetas a cambios basados en diversos factores, incluidos los que se discuten en la sección titulada "*FACTORES DE RIESGO*".

Presentación de información sobre petróleo y gas

Información sobre las reservas de petróleo y gas de la Compañía

La información incluida respecto a las cantidades estimadas de Reservas Probadas se deriva de las estimaciones de las Reservas Probadas al 31 de diciembre de 2018. Las estimaciones de Reservas Probadas se derivan del reporte de fecha 13 de febrero de 2019 (el "Reporte de Reservas de 2018") preparado por Gaffney, Cline & Associates, Inc. ("GCA"), ingenieros de reservas independientes, incluido como anexo a este prospecto. El Reporte de Reservas de 2018 fue preparado por GCA para nosotros, con base en la información proporcionada por nosotros y presenta una valuación al 31 de diciembre de 2018 de las reservas de petróleo y gas ubicadas en Entre Lomas, Bajada del Palo Oeste, Bajada de Palo Este, Agua Amarga, Coirón Amargo Norte, Águila Mora, Coirón Amargo Sur Oeste, Acambuco, Jagüel de los Machos y 25 de Mayo-Medanito en Argentina, los cuales fueron adquiridos por nosotros al momento de la Combinación Inicial de Negocios.

Información sobre las reservas de petróleo y gas en México y Argentina

La información incluida en la sección "*PANORAMA DE LA INDUSTRIA Y REGULATORIO*" del presente prospecto en relación con las reservas probadas de Argentina y México se ha elaborado sobre la base de información oficial y públicamente disponible de la Secretaría de Energía de Argentina y de la Comisión Nacional de Hidrocarburos de México. Las referencias a las "reservas probadas" de Argentina y México siguen la definición de "reservas probadas" establecida en las metodologías publicadas por la Secretaría de Energía de Argentina y la Comisión Nacional de Hidrocarburos de México, según corresponda. Sin embargo, la información relativa a las reservas probadas de Vista incluida en otra parte de este prospecto ha sido preparada de acuerdo con las definiciones de la Regla 4-10(a) de la Regulación S-X o del Sistema de Gestión de Recursos Petrolíferos de la *Society of Petroleum Engineers' Petroleum Resources Management System*, que pueden diferir de las metodologías publicadas por las autoridades argentinas y mexicanas. Para más información, véase las secciones "*PANORAMA DE LA INDUSTRIA Y REGULATORIO – Marco regulatorio del petróleo y gas en Argentina – Certificación de reservas y recursos en Argentina*" *y* "*PANORAMA DE LA INDUSTRIA Y REGULATORIO – Panorama de la industria del petróleo y gas en México*" de este prospecto.

El presente prospecto incluye información proforma sobre los costos de producción y la producción de petróleo y gas para el año terminado el 31 de diciembre de 2018. La información proforma sobre la producción de petróleo y gas incluida en este prospecto ha sido preparada para dar un efecto proforma como si la Combinación Inicial de Negocios hubiera ocurrido el 1 de enero de 2018. La información proforma se basa en la información a nuestra disposición sobre los activos de petróleo y gas que adquirimos en la Combinación Inicial de Negocios, y que no fue ajustada para tener en cuenta cambios subsiguientes en participaciones de propiedad. Esta información proforma se proporciona únicamente con fines informativos y no es necesariamente indicativa de los costos de producción y la producción de petróleo y gas que podríamos haber logrado en el periodo indicado si se hubiera completado la Combinación Inicial de Negocios en el periodo presentado, y no debe tomarse como representativa de nuestra producción futura de petróleo y gas.

ESTIMACIONES FUTURAS

Este prospecto incluye estimaciones sobre el futuro, principalmente bajo los títulos de "*RESUMEN EJECUTIVO*", "*FACTORES DE RIESGO*", "*COMENTARIOS Y ANÁLISIS DE LA ADMINISTRACIÓN SOBRE LA SITUACIÓN FINANCIERA Y LOS RESULTADOS DE OPERACIONES*" y "*NUESTRO NEGOCIO*". Las palabras tales como "creemos", "esperamos", "anticipamos", "planeamos", "pretendemos", "debería", "intentamos", "estimamos", "futuro" y otras expresiones similares se incluyen con la intención de identificar declaraciones sobre el futuro. Las estimaciones futuras están basadas en numerosas suposiciones, incluyendo nuestras creencias, expectativas y proyecciones actuales respecto de eventos presentes y futuros, así como tendencias financieras que afectan nuestro negocio. Estas expectativas y proyecciones están sujetas a importantes riesgos e incertidumbres conocidos y desconocidos que podrían provocar que nuestros resultados actuales, desempeño o éxitos, o los resultados de la industria, difieran materialmente de cualquier resultado esperado o proyectado, o del desempeño o logros expresados o implícitos por dichas estimaciones futuras. Muchos factores importantes, adicionales a los que se discuten en este prospecto, podrían causar que nuestros resultados, desempeño o logros reales difieran materialmente de aquéllos expresados o implícitos en nuestras estimaciones futuras. A continuación, se incluye una lista no exhaustiva de dichos factores:

- incertidumbres relacionadas con concesiones gubernamentales y permisos de exploración futuros;
- resultados desfavorables en litigios que puedan surgir en el futuro;
- condiciones políticas, económicas, sociales, demográficas y comerciales generales en Argentina, México, y otros países en los que operemos;
- incertidumbres relacionadas con los resultados de las futuras elecciones en Argentina y México, particularmente las elecciones presidenciales en Argentina y las elecciones para el Congreso en México.
- cambios en las leyes, normas, reglamentos e interpretaciones y su ejecución aplicable a los sectores energéticos de Argentina y México, incluyendo cambios en el entorno regulatorio en el que operamos y cambios a programas establecidos para promover inversiones en la industria energética;
- cualquier aumento inesperado en costos de financiamiento o la imposibilidad de obtener financiamiento y/o capital adicional en condiciones atractivas;
- cualquier cambio en el mercado de capitales en general que pueda afectar las políticas o actitud en Argentina y/o México, y/o en sociedades argentinas y mexicanas respecto de financiamientos otorgados a o inversiones realizadas en México y Argentina o a sociedades argentinas y mexicanas;
- multas u otras sanciones o reclamaciones de las autoridades y/o clientes;
- cualquier restricción futura a la posibilidad de cambiar Pesos mexicanos o argentinos a divisas extranjeras o de transferir fondos al extranjero;
- la revocación o modificación a nuestros contratos de concesión respectivos por parte de la autoridad que la otorgó;
- nuestra capacidad para implementar nuestros planes de inversión de capital o estrategia de negocios, incluyendo nuestra habilidad para obtener financiamiento cuando sea necesario y en términos razonables;

- intervención gubernamental, incluyendo medidas que resulten en cambios a los mercados laborales, mercados cambiarios o sistemas tributarios argentinos y mexicanos;

- tasas de inflación continuas y/o más altas y fluctuaciones en tipos de cambio, incluyendo la devaluación del peso mexicano o argentino;

- cualquier evento de fuerza mayor, o fluctuaciones o reducciones en el valor de la deuda pública argentina;

- cambios en la demanda de energía;

- regulaciones ambientales, de salud y seguridad y estándares de la industria que se vuelvan más estrictos;

- mercado de energía, incluyendo el tiempo y alcance de cambios y volatilidad en precios de materia prima, y el impacto de cualquier reducción prolongada o importante en los precios del petróleo a partir de promedios históricos;

- cambios en la regulación en el sector energético y de petróleo y gas en Argentina y México, y en toda América Latina;

- nuestra relación con nuestros

- empleados y nuestra capacidad para retener a miembros clave de nuestra alta dirección y empleados técnicos clave;

- nuestra expectativa en relación con el desempeño de nuestros negocios recientemente adquiridos;

- nuestras expectativas en relación con la producción futura, costos y los precios del petróleo crudo usados en nuestras proyecciones;

- incremento en la competencia de mercado en los sectores energéticos en Argentina y México;

- cambios potenciales en la regulación de libre comercio como resultado de las condiciones políticas de los Estados Unidos, México y otros países latinoamericanos; y

- cuestiones adicionales identificadas en la sección "*FACTORES DE RIESGO*".

Las estimaciones futuras se refieren únicamente a la fecha en la que se realizaron, y no asumimos ninguna obligación de publicar actualizaciones o revisiones de ninguna de las estimaciones futuras contenidas en el presente documento después de que hayamos distribuido este prospecto debido a la existencia de nueva información, eventos futuros u otros factores. Debido a estas limitaciones, no se debe depositar una confianza indebida en las estimaciones futuras contenidas en este prospecto.

GLOSARIO DE TÉRMINOS DEFINIDOS

Los términos en mayúsculas usados en la presente declaración que se incluyen a continuación tendrán el siguiente significado, los cuales serán aplicables tanto a las formas singular y plural de dichos términos:

"/d" significa la unidad de volumen expresada en términos diarios.

"Acciones de Suscripción Futura" significa las acciones objeto del Contrato de Suscripción Futura de Valores.

"Acciones Serie A" o **"Acciones"** se refieren a nuestras acciones ordinarias, Serie A, sin expresión de valor nominal.

"Acciones Serie B" significa las acciones ordinarias, Serie "B", sin expresión de valor nominal, representativas de la parte variable del capital social de Vista Oil & Gas S.A.B. de C.V., que fueron inscritas en el RNV y listadas en la BMV, y convertidas en Acciones Serie A al consumarse la Combinación Inicial de Negocios.

"Acciones Serie C" significa las acciones ordinarias, Serie "C", sin expresión de valor nominal, representativas de la parte fija sin derecho a retiro del capital social de Vista Oil & Gas S.A.B. de C.V. inscritas en el RNV y listadas en la BMV.

"Accionistas Serie A" significa cualquier persona que sea titular de Acciones Serie A.

"Acta de Emisión" significa el acta de emisión de los Títulos Opcionales, según consta en la escritura pública número 80,625, expedida el 7 de agosto de 2017 por el licenciado Roberto Núñez y Bandera, notario público número 1 de la Ciudad de México.

"Acuerdo de Refinerías" significa el acuerdo de estabilización de precios celebrado por el Poder Ejecutivo argentino, a través del Ministerio de Energía y Minería (actualmente la Secretaría de Energía), en mayo de 2018, con las principales refinerías en Argentina, que incluye una cuenta de compensación para estabilizar los precios de las estaciones de servicio en el mercado local en el corto plazo.

"Acuerdo de Operación Conjunta" tiene el significado que se le atribuye en la sección "*RESUMEN EJECUTIVO – Nuestra Historia*".

"**Adquisición"** tiene el significado indicado en el apartado *RESUMEN EJECUTIVO*.

"ADS" significa American Depositary Shares, por sus siglas en inglés.

"Afiliada" significa (i) con respecto a personas que no son personas físicas, todas las personas que directa o indirectamente a través de uno o más intermediarios, controlen, sean controlados o se encuentren bajo el control común de la primera Persona (conforme a la definición de "control" contenida en la LMV); y (ii) con respecto a personas físicas, cualquier cónyuge pasado, presente o futuro y cualesquier ascendientes o descendientes directos o indirectos, incluyendo padres, abuelos, hijos, nietos y hermanos, así como cualquier fideicomiso o convenio equivalente celebrado con el propósito de beneficiar a cualquiera de dichas personas físicas.

"**Agua Amarga**" significa las concesiones de Jarilla Quemada y Charco Palenque.

"Alianza Petrolera" significa Petrolera Argentina S.A.

“ANSES” significa la Administración Nacional de la Seguridad Social.

“APCO Argentina” significa APCO Argentina, S.A.

“APCO International” significa APCO Oil and Gas International, Inc.

"**APCO Sucursal Argentina**" significa APCO Oil and Gas International, Inc. (Sucursal Argentina), (junto con APCO International y APCO Argentina, las "Entidades APCO")

“**API**” significa gravedad API, una medida de densidad del crudo establecida por *American Petroleum Institute*.

“Baker Hughes” significa Baker Hughes Argentina, S.R.L.

“BCRA” significa el Banco Central de la República Argentina.

“bbl” significa barriles de petróleo.

“Bnbbl” significa miles de millones de barriles de petróleo.

“BnBoe” significa miles de millones de barriles equivalentes de petróleo.

“Bncf” significa miles de millones de pies cúbicos.

“boe” significa barril equivalente de petróleo. Mil metros cúbicos de gas natural equivalen a 6.289 barriles equivalentes de petróleo.

“Bolsa” o **“BMV”** significa indistintamente, la Bolsa Mexicana de Valores, S.A.B. de C.V.

“BP” significa British Petroleum.

“CAMMESA” significa la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima.

“CAGR” significa *Compound Average Growth Rate* o tasa compuesta de crecimiento promedio.

“CASO” significa la concesión no convencional de Coirón Amargo Sur Oeste.

"CENEGAS" significa el Centro Nacional de Control de Gas Natural, la cual es responsable de administrar el sistema de distribución y almacenamiento de gas.

“Chevron” significa Chevron Argentina S.R.L.

“CIADI” significa el Centro Internacional de Arreglo de Diferencias Relativas a Inversiones.

“Circular Única de Emisoras” significa las “Disposiciones de carácter general aplicables a las emisoras de valores y a otros participantes del mercado de valores” emitidas por la CNBV, publicadas en el Diario Oficial de la Federación el 19 de marzo de 2003, según las mismas han sido y sean modificadas.

“CMNUCC” significa la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático.

“CNBV” significa la Comisión Nacional Bancaria y de Valores.

“CNG” significa gas natural comprimido.

“**CNH**” significa la Comisión Nacional de Hidrocarburos de México.

"**CNV"** significa la Comisión Nacional de Valores.

"COFECE" significa la Comisión Federal de Competencia Económica.

"Compañía Predecesora" o **"Predecesora"** significa PELSA y sus subsidiarias, antes de la Combinación Inicial de Negocios

"Combinación Inicial de Negocios" tiene el significado que se le atribuye en la Sección "*PRESENTACIÓN DE INFORMACIÓN – La Combinación Inicial de Negocios*" del presente prospecto.

"Compañía", "Vista", "Sociedad" o la "Emisora" significa Vista Oil & Gas, S.A.B. de C.V.

"Concesiones EL-AA-BP" significa las concesiones de explotación petrolera de Entre Lomas, Bajada del Palo y Agua Amarga ubicadas en la cuenca Neuquina, en las Provincias de Neuquén y Río Negro, Argentina.

"Contrato de Suscripción Futura de Valores" tiene el significado que se le atribuye en la Sección "*INFORMACIÓN DE MERCADO*" del presente prospecto.

"Convenio de Intercambio de Derechos en Águila Mora" significa el acuerdo de cesión de derechos con O&G en virtud del cual (i) APCO Sucursal Argentina cedió a O&G una participación no operada del 35% en los derechos del bloque CASO; y (ii) O&G cedió a APCO Sucursal Argentina una participación operada del 90% en los derechos sobre el bloque Águila Mora y se comprometió a invertir US$10 millones en la mejora de su infraestructura actual de abastecimiento de agua y a prestar servicios desde dicha infraestructura a nuestras operaciones en la formación Bajada del Palo Oeste.

"Convenio de Socios Estratégicos" significa el convenio celebrado entre la Emisora, Riverstone y el Equipo de Administración, con la comparecencia de Management Holdings, el día 1 de agosto de 2017 en relación con la oferta privada de los Títulos Opcionales del Promotor y para efectos de lo previsto en el artículo 367, fracción IV de la LMV.

"Coordinadores Globales" significa, conjuntamente, Citigroup Global Markets Inc. y Credit Suisse Securities (USA) L.L.C.

"CRE" significa la Comisión Reguladora de Energía de México.

"DD&A" significa los gastos adicionales de depreciación, agotamiento y amortización.

"Día Hábil" significa cualquier día del año que no sea sábado o domingo, o en el cual las instituciones bancarias de México no estén obligadas a cerrar por ley, reglamento u orden ejecutiva, de acuerdo con el calendario que al efecto publica la CNBV de tiempo en tiempo.

"Diario Oficial de la Federación" significa el Diario Oficial de la Federación de México.

"Dólares" significa dólares americanos, moneda de curso legal en los Estados Unidos de América.

"E&P" significa exploración y producción de petróleo y gas.

"EBITDA" significa utilidad neta más depreciación y amortización, impuestos a la utilidad y gasto por interés (*Earnings before Interests, Taxes, Depreciation and Amortization*, por sus siglas en inglés).

"Ecopetrol" significa Ecopetrol S.A., la compañía petrolera nacional de Colombia.

"EIA" Administración de Información Energética de los Estados Unidos (*Energy Information Administration*).

“EMISNET” significa el Sistema Electrónico de Envío y Difusión de Información autorizado por la CNBV.

“ENARGAS” significa el Ente Nacional Regulador del Gas en Argentina.

“ENARSA” significa Energía Argentina S.A.

“ENAP SIPETROL” significa ENAP Sipetrol Argentina S.A.

“ENRE” significa Ente Nacional Regulador de la Electricidad en Argentina.

“**Entre Lomas**” significa las concesiones de Entre Lomas Neuquén y Entre Lomas Río Negro.

“Equipo de Administración” significa el equipo de administración de la Compañía conformado según se describe en la sección “*ADMINISTRACIÓN Y GOBIERNO CORPORATIVO - Equipo de Administración*” de este prospecto.

“Estados Financieros” significa los Estados Financieros Auditados Predecesores / Sucesores de 2018 junto con los Estados Financieros Predecesores Auditados de 2017.

“Estados Financieros Auditados Predecesores / Sucesores de 2018” significa los estados financieros consolidados al 31 de diciembre del 2018, y los correspondientes al periodo comprendido entre el 1 de enero de 2018 y el 3 de abril de 2018 de PELSA, como Predecesora de la Compañía, los cuales se anexan como Anexo 1 al presente prospecto.

"Estados Financieros Complementarios" significa (i)(a) los estados financieros auditados previos a la adquisición, al 31 de diciembre de 2017 y al 1 de enero de 2017 y por el año terminado el 31 de diciembre de 2017; y (b) los estados financieros auditados previos a la adquisición de APCO Sucursal Argentina al 3 de abril de 2018 y por el periodo comprendido entre el 1 de enero de 2018 y el 3 de abril de 2018 preparados bajo lo establecido en las NIIF; y (ii)(a) los estados de ingresos y gastos directos de operación, auditados, combinados y abreviados correspondientes al periodo previo a la adquisición de las propiedades de petróleo y gas de JDM y 25 de Mayo-Medanito relativas al año terminado el 31 de diciembre de 2017; y (b) los estados de ingresos y gastos directos de operación, combinados, abreviados y auditados de las propiedades de petróleo y gas JDM y 25 de Mayo-Medanito, correspondientes al periodo comprendido entre el 1 de enero de 2018 y el 3 de abril de 2018, preparados de conformidad con los US GAAP.

“Estados Financieros del Primer Trimestre de 2019” significa los estados financieros consolidados no auditados al 31 de marzo de 2019 de Vista.

“Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados No Auditados del 1Q 2019” significa los estados financieros consolidados intermedios no auditados al 31 de marzo de 2019, al 31 de diciembre de 2018, y por el periodo de 3 meses terminado el 31 de marzo de 2019 de la Compañía, como sucesora y por el periodo de 3 meses terminado el 31 de marzo de 2018 de PELSA, como la predecesora de la Compañía.

“Estados Financieros Predecesores Auditados de 2017” significa los estados financieros consolidados auditados al 31 de diciembre del 2017 y al 1 de enero del 2017, y por el año terminado el 31 de diciembre del 2017, de PELSA, como Predecesora de la Compañía.

“Estados Unidos” o **“E.U.A.”** significan los Estados Unidos de América.

“FCA” significa la Autoridad de Conducta Financiera (*Financial Conduct Authority*) del Reino Unido.

“FMI” Fondo Monetario Internacional.

"Garantes" siente el significado que se le atribuye en la sección "*FACTORES DE RIESGO – Riesgos relacionados con nuestra Compañía*".

"GCA" significa Gaffney, Cline & Associates, Inc.

"GEI" significa emisiones de gases de efecto invernadero.

"Gobierno de Estados Unidos" se refiere al gobierno federal de los Estados Unidos.

"Gobierno argentino" se refiere al gobierno nacional de Argentina.

"G&P" significa Gas y Petróleo del Neuquén, S.A.

"IEASA" o **"ENARSA"** significa la empresa de energía Integración Energética Argentina, S.A., anteriormente conocida como Energía Argentina S.A.

"ITIR" significa nuestro Índice Total de Incidentes Registrables.

"INDEC" significa el Instituto Nacional de Estadística y Censos de la República Argentina.

"Indeval" significa S.D. Indeval Institución para el Depósito de Valores, S.A. de C.V.

"Instalaciones de Producción Centrales de Entre Lomas" significa la planta de tratamiento de agua y el complejo gasero que se ubican en el bloque denominado Entre Lomas.

"Instalaciones de Producción Centrales en Medanito" significa la planta de tratamiento de petróleo y la planta de tratamiento de agua ubicadas en el bloque denominado 25 de Mayo-Medanito.

"Intermediarios Colocadores Líderes en México" significa la referencia conjunta a Citibanamex Casa de Bolsa, S.A. de C.V., Casa de Bolsa, integrante del Grupo Financiero Citibanamex y Casa de Bolsa Credit Suisse (México), S.A. de C.V., Grupo Financiero Credit Suisse (México)

"Intermediarios Colocadores en México" significa la referencia conjunta a los Intermediarios Colocadores Líderes en México, Morgan Stanley México, Casa de Bolsa, S.A. de C.V. y Casa de Bolsa Santander, S.A. de C.V., Grupo Financiero Santander México.

"Intermediarios Internacionales" significa la referencia conjunta a Citigroup Global Markets Inc., Credit Suisse Securities (USA) L.L.C., Morgan Stanley & Co. LLC, Itau BBA USA Securities, Inc. y Santander Investment Securities Inc.

"IPC" significa el Índice de Precios al Consumidor de México.

"IPCNu" significa el Índice de Precios al Consumidor Nacional Urbano.

"**IVA**" significa el Impuesto al Valor Agregado establecido en México o la República Argentina, según sea aplicable.

"IP30" significa la tasa media diaria después de haber acumulado 30 días.

"Jaguar" significa Jaguar Exploración y Producción de Hidrocarburos, S.A.P.I. de C.V.

"JDM" significa la concesión de explotación petrolera de Jagüel de los Machos ubicada en la Cuenca Neuquina en la provincia de Río Negro, Argentina.

"Kensington" significa Kensington Investments B.V.

“Ley de Soborno del Reino Unido” significa la Ley de Soborno del Reino Unido de 2010 (United Kingdom Bribery Act 2010).

“**Ley de Federalización**” significa la ley 26.197 de Argentina, publicada en el diario oficial de la República de Argentina el 3 de enero de 2017, que modifica la Ley Federal de Hidrocarburos.

“LIBOR” significa el método en el que se determina el método en el que se determina el *London Interbank Offered Rate*.

“LMV” significa la Ley del Mercado de Valores.

“LPG” significa gas licuado de petróleo.

“MBA” significa maestría en administración de negocios (*master in business administration*).

“Mercado Emergente” significa la clasificación otorgada a ciertos países por Morgan Stanley Capital International, Inc.

“México” significa los Estados Unidos Mexicanos.

“MM” significa miles de millones.

“Mboe” significa miles de barriles equivalentes de petróleo.

“MMbbl” significa millones de barriles.

“MMBoe” significa millones de barriles equivalentes de petróleo.

“MMBtu” significa millones de unidades térmicas británicas.

“MORENA” significa el partido electoral Movimiento Regeneración Nacional.

“Nabors” significa Nabors International Argentina S.R.L**.**

“NGL” significa líquidos de gas natural.

“NIC” significa las Normas Internacionales de Contabilidad.

“NIIF” significa, las Normas Internacionales de Información Financiera emitidas por el *International Accounting Standards Board* o *IAS*.

“NIIF 16” significa, la Norma Internacional de Información Financiera 16 Arrendamientos emitida por el *International Accounting Standards Board* o *IAS.*

“NOCs” significa las compañías petroleras nacionales, por sus siglas en inglés (*National Oil Companies*).

“NYSE” significa, la Bolsa de Valores de Nueva York (New York Stock Exchange).

“O&G” significa O&G Developments Ltd. S.A.

“Oferta” u **“Oferta Global”** significa, en conjunto, la “Oferta Internacional” y la Oferta en México.

“Oldelval” significa el Sistema de Oleoductos del Valle S.A.

“One Team Contracts” significa los contratos denominados “contratos de un solo equipo” a los que hace referencia la sección “*NUESTRO NEGOCIO - One Team Contracts*” del presente prospecto.

“Opción de Sobreasignación en México” significa la opción otorgada por la Emisora a los Intermediarios Colocadores en México a ser ejercida a través de Citibanamex Casa de Bolsa, S.A. de C.V., Casa de Bolsa, integrante del Grupo Financiero Citibanamex para cubrir asignaciones en exceso, si las hubiere, según se describe a mayor detalle en la Sección *“PLAN DE DISTRIBUCIÓN”* de este prospecto.

“Opción de Sobreasignación Internacional” significa la opción otorgada por la Emisora a los Intermediarios Internacionales, a ser ejercida por Citigroup Global Markets Inc. para cubrir asignaciones en exceso, si las hubiere, según se describe a mayor detalle en la Sección *“PLAN DE DISTRIBUCIÓN”* de este prospecto.

“Opciones de Sobreasignación” significa, conjuntamente, la Opción de Sobreasignación en México y la Opción de Sobreasignación Internacional.

“OPIC” significa Overseas Private Investment Corporation.

“Pampa” o **“Pampa Energía”** significa Pampa Energía S.A.

“Pan American Energy” significa Pan American Energy L.L.C. (Sucursal Argentina).

“Pantera” significa Pantera Exploración y Producción 2.2, S.A.P.I. de C.V.

“PCGA” Principios de contabilidad generalmente aceptados en Argentina.

“PELSA” significa Petrolera Entre Lomas S.A.

“PEMEX” significa Petróleos Mexicanos.

“Peso Argentino” significa la moneda de curso legal en Argentina.

“Pesos”, **“Ps.”** o **“pesos**” significa, indistintamente, la moneda de curso legal en México.

“Petrobras” significa Petróleo Brasileiro S.A.

“**Petronas**” significa National Petroleum, Limited.

"Periodo Predecesor 2018" significa el periodo comprendido entre el 1 de enero de 2018 y el 3 de abril de 2018 e incluye los resultados consolidados de las operaciones de la compañía predecesora.

"Periodo Sucesor 2018" significa el periodo comprendido entre el 4 de abril de 2018 y el 31 de diciembre de 2018 e incluye los resultados consolidados de las operaciones de Vista, como la compañía sucesora.

“PIB” significa el Producto Interno Bruto.

“PIST” significa el Punto de Ingreso al Sistema de Transporte.

“Plan” o “Plan de Incentivos” tiene el significado que se le atribuye a dicho término en la sección de “Plan de Incentivos”.

“Plan Quinquenal” significa el plan quinquenal de licitaciones para la exploración y extracción de hidrocarburos 2015-2019 de SENER.

"**Pluspetrol**" significa Pluspetrol Resources Corporation.

"PRI" significa el Partido Revolucionario Institucional.

"Promotor" significa conjuntamente, Riverstone y los señores Miguel Galuccio, Pablo Vera Pinto, Juan Garoby y Alejandro Cherñacov.

"Programa de Deuda" tiene el significado que se le atribuye en la sección "*COMENTARIOS Y ANÁLISIS DE LA ADMINISTRACIÓN SOBRE LA SITUACIÓN FINANCIERA Y LOS RESULTADOS DE OPERACIÓN*" de este prospecto.

"Programa de Estímulo al Petróleo" significa el Programa de Estímulo a la Producción de Petróleo.

"PSMA" significa nuestro Programa de Salud, Seguridad y Medio Ambiente.

"Q" significa trimestre (por su traducción al inglés, "*quarter*"). Las expresiones 1Q o Q1 refieren al primer trimestre de un año determinado, y son equivalentes a las expresiones castellanas 1T o T1, y lo mismo aplica para el segundo, tercer o cuarto trimestre de cualquier año (2Q, 3Q, 4Q, etc.)

"**Quintana**" o **"Quintana E&P"** significa Quintana E&P Argentina S.R.L.

"**Reestructuración Argentina**" tiene el significado que se le atribuye en la sección "*RESUMEN EJECUTIVO – Reestructuración Argentina*".

"**Régimen de Promoción de Inversión**" significa el Régimen de Promoción de Inversión para la Explotación establecido por Decreto 929/2013.

"Reglamento Interno" significa el Reglamento Interior de la BMV, incluyendo sus modificaciones, o cualquier disposición que lo sustituya.

"Reino Unido" significa el Reino Unido de Gran Bretaña e Irlanda del Norte.

"Reporte de Reservas de 2018" significa el reporte de fecha 13 de febrero de 2019 preparado por GCA, ingenieros de reservas independientes, incluido como anexo a este prospecto.

"Reservas Probadas" significa las cantidades de petróleo y gas natural que, mediante el análisis de datos geocientíficos y de ingeniería, pueden ser estimadas con una certeza razonable como económicamente producibles - a partir de una fecha determinada, de yacimientos conocidos, y en virtud de condiciones económicas existentes, métodos de operación y regulaciones gubernamentales - antes del momento en que los contratos que otorgan los derechos para operar expirarán, a menos que la evidencia indique que la renovación es razonablemente certera, sin importar si se utilizan métodos para la estimación de naturaleza determinista o probabilística. El proyecto de extracción de los hidrocarburos debe haber comenzado o el operador debe estar razonablemente seguro de que el proyecto comenzará en un plazo razonable.

"Reservas Probadas Desarrolladas" significa, aquellas Reservas Probadas que se espera recuperar de pozos e instalaciones existentes.

"Reservas Probadas No Desarrolladas" significa aquellas Reservas Probadas que se espera recuperar de pozos e instalaciones futuras, incluyendo proyectos de recuperación mejorados futuros que se esperan con un alto grado de certeza en yacimientos que han mostrado previamente una respuesta favorable a proyectos de recuperación mejorados.

"Riverstone" significa Riverstone Investment Group L.L.C., una sociedad de responsabilidad limitada (*limited liability company*) de Delaware, así como sus Afiliadas y fondos afiliados.

"RNV" o **"Registro Nacional de Valores"** significa el Registro Nacional de Valores que mantiene la CNBV.

"RVCP" significa Riverstone Vista Capital Partners, L.P.

"SBA" significa el Acuerdo *Stand-By* celebrado entre Argentina y el FMI.

"Schlumberger" significa Schlumberger Limited.

"Secretaría de Energía" significa la secretaría dependiente del Ministerio de Hacienda de la República Argentina, y anteriormente llamado Ministerio de Energía y Minería de la República Argentina.

"SEDI" significa el Sistema Electrónico de Envío de Información mantenido por la BMV para efecto del envío de la información que debe ser proporcionada a la BMV.

"SENER" significa la Secretaría de Energía de México.

"**Shale**" significa "roca de *shale",* que es una formación sedimentaria que contiene gas natural y/o petróleo.

"SHCP" significa la Secretaría de Hacienda y Crédito Público de México.

"Shell" significa Royal Dutch Shell PLC.

"SIA" significa el Sistema de Interconexión Argentino.

"**SIEFORES**" significan las sociedades de inversión especializadas de fondos para el retiro de México.

"Sinopec" significa Sinopec Argentina Exploration & Production Inc.

"SPM" significa Schlumberger Production Management.

"Statoil" significa Statoil ASA.

"SXS" significa costales de arena de 100 libras.

"Tcf" significa billones de pies cúbicos.

"Tenedores de los Títulos Opcionales" significa las personas físicas o morales de nacionalidad mexicana o extranjera que sean propietarias de los Títulos Opcionales.

"TGS" significa Transportadora de Gas del Sur S.A.

"Título Global de los Títulos Opcionales" significa el título global suscrito por la Emisora y que ampara los Títulos Opcionales emitidos al amparo del Acta de Emisión, el cual se mantiene depositado en Indeval.

"Títulos Opcionales" significa los títulos opcionales de compra identificados con la clave de pizarra "VTW408A-3C001", referidos a Acciones Serie A y emitidos de conformidad con el Acta de Emisión.

"Títulos Opcionales de Suscripción Futura" significa los Títulos Opcionales objeto del Contrato de Suscripción Futura de Valores.

"Títulos Opcionales del Promotor" significa los Títulos Opcionales idénticos a, y fungibles con, los Títulos Opcionales Serie A, salvo por ciertas diferencias previstas en el Convenio de Socios Estratégicos, ofrecidos y colocados de forma privada con los Promotor.

"Títulos Opcionales Serie A" significa los Títulos Opcionales ofrecidos y colocados de forma conjunta con las Acciones Serie A en la Oferta Global.

"Total Austral" o "Total" significa Total Austral S.A.

"**Trafigura**" significa Trafigura Argentina S.A.

"UDP" significa Unidades de Producción.

"UGE" significa Unidades Generadoras de Efectivo.

"US GAAP" significa los *Generally Accepted Accounting Principles* elaborados por *el Financial Accounting Standards Board*, según los mismo sean modificados, de tiempo en tiempo.

"**Vista Argentina**" significa Vista Oil & Gas Argentina S.A. (anteriormente conocida como Petrolera Entre Lomas S.A.).

"**Vista Holding I**" significa Vista Oil & Gas Holding I, S.A. de C.V.

"**Vista Holding II**" significa Vista Oil & Gas Holding II, S.A. de C.V.

"VEU" significa Valor en Uso.

"Wintershall" significa Wintershall Holding GmbH.

"Wood Mackenzie" significa Wood Mackenzie, Ltd.

"**WTI**" significa West Texas Intermediate.

"YPF" significa YPF, S.A.

"Zona de no Intervención" significa la banda de tipo de cambio vigente que fije el Comité de Política Monetaria del BCRA, según se describe con mayor en la sección "*FACTORES DE RIESGO – Riesgos relacionados con las economías y entornos regulatorios argentinos y mexicanos*" de este prospecto.

"25 de Mayo-Medanito" significa la concesión de explotación petrolera de 25 de Mayo-Medanito SE.

RESUMEN EJECUTIVO

A continuación, se resume cierta información que se describe con mayor detalle en otras secciones del presente prospecto. Considerando que se trata de un resumen, no contiene toda la información que un potencial inversionista deberá considerar para tomar una decisión de inversión. Usted deberá leer cuidadosamente este prospecto en su totalidad, particularmente los Estados Financieros, los Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados No Auditados del 1Q 2019, los Estados Financieros Complementarios y las secciones de este prospecto tituladas "PRESENTACIÓN DE INFORMACIÓN", "FACTORES DE RIESGO", "INFORMACIÓN FINANCIERA PROFORMA CONDENSADA NO AUDITADA" y "COMENTARIOS Y ANÁLISIS DE LA ADMINISTRACIÓN SOBRE LA SITUACIÓN FINANCIERA Y LOS RESULTADOS DE OPERACIÓN", así como la información financiera aquí contenida antes de llevar a cabo cualquier inversión en nuestras acciones o títulos opcionales.

Nuestra Compañía

Somos una compañía independiente de petróleo y gas en América Latina que inició operaciones el 4 de abril de 2018. Somos propietarios de activos de producción convencionales de alta calidad, bajo costo de operación y altos márgenes que se ubican en Argentina y México, con la mayor parte de nuestra producción e ingresos originados en Argentina. Asimismo, la mayor parte de nuestras actuales actividades de perforación y reacondicionamiento de pozos, nuestras reservas probadas estimadas y activos están ubicados en Argentina, incluyendo nuestra producción actual de los pozos de Vaca Muerta. Bajo el mando de un Equipo de Administración de primera categoría a nivel mundial, buscamos generar sólidos retornos para nuestros accionistas, aprovechando nuestros excelentes activos convencionales en Argentina, que generan fuertes flujos de efectivo, el aumento del factor de recuperación de petróleo de dichos activos, que actualmente es inferior al factor de recuperación promedio del 15% observado en yacimientos análogos *on shore* con mecanismo de drenaje con solución de gas, como así también las formaciones de *shale* altamente prospectivas en nuestros aproximadamente 134,000 acres netos en Vaca Muerta. Desde el inicio de nuestras operaciones, hemos incrementado nuestro acreage neto en Vaca Muerta agregando aproximadamente 15,000 acres netos y hemos adquirido participaciones del 50% en tres bloques *on shore* en México.

Al 31 de marzo de 2019, éramos el sexto mayor productor de petróleo en Argentina, de acuerdo con la Secretaría de Energía de Argentina. Reportamos una producción diaria promedio de 25,693 boe/d para el periodo de tres meses terminado el 31 de marzo de 2019. Nos proponemos alcanzar una producción diaria promedio de aproximadamente 65,000 boe/d para 2022 mediante el desarrollo de nuestra extensión de acres de *shale*, lo cual equivale a una tasa compuesta de crecimiento promedio del 28% anual con respecto a nuestra producción diaria promedio para el periodo de tres meses terminado el 31 de marzo del 2019. A la fecha de este prospecto nuestra cartera de activos incluye participaciones en 16 bloques de hidrocarburos, 13 de los cuales se encuentran ubicados en Argentina y 3 se ubican en México. Somos operadores de 10 de estos bloques, los cuales representan el 99% de nuestra producción neta. Contamos con aproximadamente 525,000 acres netos en Argentina y operamos el 96% de dicha superficie.

Al 31 de diciembre de 2018 contábamos con Reservas Probadas equivalentes a 57.6 MMboe en Argentina, 94% de ellas ubicadas en yacimientos convencionales, y de las cuales aproximadamente 60% consisten de petróleo. Hemos identificado más de 400 potenciales locaciones de alta rentabilidad dentro de la extensión de acreage de desarrollo en Vaca Muerta, que representan un inventario para perforación de 11 años aproximadamente, al tiempo que planeamos incrementar mediante la delineación adicional de nuestro acreage prospectivo, la evaluación de otros horizontes de navegación y reducción de distanciamiento entre pozos.

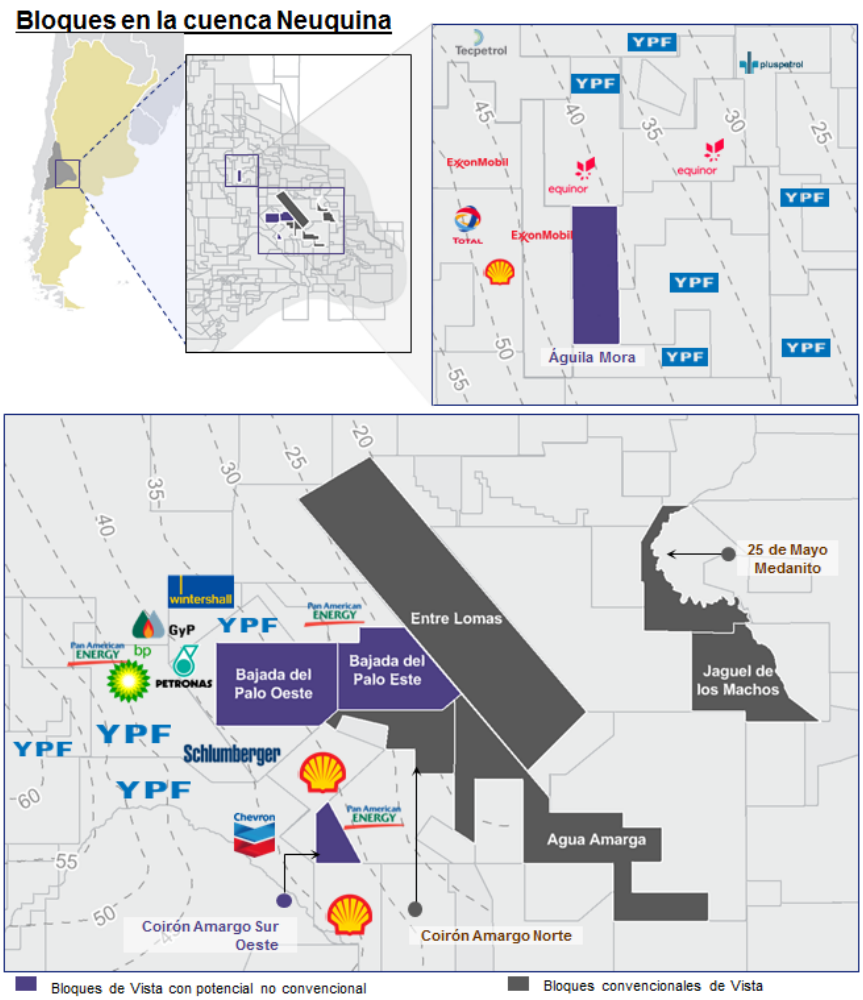
En nuestro primer año de operación logramos revertir seis años de declino en la producción de nuestros activos, con una tasa de crecimiento de la producción del 2.2% de trimestre a trimestre en el cuarto trimestre de 2018. Además, nuestra trayectoria de crecimiento de producción se aceleró en el primer trimestre de 2019, cuando nuestra producción creció 3.9% de trimestre a trimestre, impulsada por

nuestro desarrollo no convencional de *shale* en Bajada del Palo Oeste y por la producción de México. Al final de marzo de 2019, produjimos más de 29,000 boe/d, en contraste con la producción de aproximadamente 25,000 boe/d correspondiente al final de febrero de 2019. Lo anterior sucedió como resultado de la reversión del declino de la producción convencional, junto con los excelentes resultados de nuestro desarrollo no convencional. Nuestro primer *pad* de 4 pozos fue completado a finales de febrero de 2019 y logró llevar nuestra producción de *shale* de cero a un pico de 6,500 boe/d a mediados de abril de 2019 y el cual ha tenido una producción diaria promedio de 4,823 boe/d durante el periodo de tres meses terminado el 30 de junio de 2019. Desde el comienzo de nuestras operaciones, hemos reducido significativamente los costos operativos y maximizado la productividad de nuestros activos con tecnología de punta, optimizando los contratos de servicio y con contratos de pago por desempeño y eficiencias en costos.

Durante 2019, esperamos perforar un total de 34 pozos operados, de los cuales 16 son pozos a ser perforados y conectados en nuestros bloques convencionales y 18 son pozos a ser perforados en Bajada del Palo Oeste en Vaca Muerta (12 de los cuales serán completados este año). Nuestra inversión estimada en perforación, completación y construcción de instalaciones relacionadas a la actividad durante 2019 es de aproximadamente de US$300 millones. Con dicha inversión esperamos (i) iniciar nuestro desarrollo sustentable de producción en Bajada del Palo Oeste, (ii) alcanzar una producción promedio diaria de 29,900 boe/d en 2019 y (iii) continuar construyendo infraestructura que nos permita lograr nuestro objetivo de producción promedio de 65,000 boe/d en 2022.

Nuestro presupuesto de costos de operación para 2019 totaliza aproximadamente US$143 millones (13.1 US$/boe de costo unitario promedio de operación) y estimamos un EBITDA Ajustado de US$225 millones para 2019, lo que representará un Margen de EBITDA ajustado estimado de 47%. La estimación del EBITDA ajustado implica riesgos e incertidumbres, muchos de las cuales están fuera de nuestro control. Para mayor información sobre nuestro EBITDA ajustado estimado, véase "*COMENTARIOS Y ANÁLISIS DE LA ADMINISTRACIÓN SOBRE LA SITUACIÓN FINANCIERA Y LOS RESULTADOS DE OPERACIÓN* " y "*FACTORES DE RIESGO*".

El siguiente mapa muestra la ubicación de nuestras concesiones en Argentina - con excepción de los dos bloques no operados ubicados en las cuencas Noroeste y Golfo San Jorge - a la fecha de este prospecto:



Nuestras ventajas competitivas

Nuestras principales ventajas competitivas se describen a continuación:

Activos convencionales de alto margen. Nuestros principales activos convencionales son las concesiones Entre Lomas, Bajada del Palo Oeste, Jagüel de los Machos, 25 de Mayo-Medanito, Bajada del Palo Este, Agua Amarga y Coirón Amargo Norte, las cuales están ubicadas en Argentina. Nuestra producción diaria promedio correspondiente al periodo de tres meses terminado el 31 de marzo de 2019 fue de 25,693 boe/d, de la cual el petróleo crudo representó el 59%, el gas natural el 39% y el NGL el 2%. Hemos reducido nuestro costo de operación promedio de US$16.9 por boe durante el periodo de 3 meses terminado el 31 de marzo de 2018 (información correspondiente a todos los activos adquiridos en nuestra Combinación Inicial de Negocios) a US$ 12.0 por boe por el periodo de tres meses terminado el 31 de marzo de 2019, mediante el control de costos con un nuevo modelo de contratación y un enfoque basado en la absorción del crecimiento de la producción no convencional sobre la estructura de costos existente. El mantenimiento y la mejora de estos activos nos proporcionan flujos de caja de bajo riesgo y alto margen, lo cual nos permite financiar parcialmente el desarrollo de nuestros activos de *shale* en la formación Vaca Muerta con recursos propios.

Acreage de shale altamente prospectivo en Vaca Muerta. Tenemos derechos sobre aproximadamente 134,000 acres netos, divididos en cuatro bloques en la formación de shale Vaca Muerta. Somos operadores de 3 de estos bloques, los cuales representan el 99% de nuestros acres netos de *shale*. Estos activos están rodeados por bloques en los que otros operadores ya han realizado pruebas piloto exitosas y ya se encuentran en etapa de desarrollo a escala, incluyendo los bloques Loma

Campana, La Amarga Chica, El Orejano, Bandurria Sur, Cruz de Lorena y Sierras Blancas, los cuales contaron con una producción diaria promedio de petróleo de 60.5 Mbbl/d en el primer trimestre de 2019 (la cual representó el 79% de la producción diaria promedio de petróleo en Vaca Muerta para dicho periodo). Por lo tanto, con base en las pruebas piloto y desarrollos en las concesiones vecinas, consideramos que nuestra exposición a los riesgos geológicos y operativos es reducida. Además, la ubicación del bloque Bajada del Palo Oeste, en el que ya hemos completado nuestro primer *pad* de cuatro pozos con la formación Vaca Muerta como objetivo a finales de febrero de 2019, y el que llevó nuestra producción de *shale* de cero a un pico de 6,500 boe/d a mediados de abril de 2019, impulsada por un sólido rendimiento de los pozos individuales, es contigua a nuestras instalaciones de transporte y tratamiento convencionales existentes, las cuales cuentan con suficiente capacidad disponible para transportar, procesar y entregar al mercado nuestra producción inicial de *shale*, apoyando así nuestro objetivo de incremento de la producción y generación de flujos de caja. Dado que la mayor parte de los acres que operamos se encuentran en áreas cercanas, podremos aprovechar las sinergias generadas al compartir las instalaciones de superficie, equipos de perforación, contratos de prestación de servicios de terminación de pozos, y servicios de operación y mantenimiento, para reducir los costos de desarrollo y operación de nuestra producción de *shale*.

Nuestro extenso inventario de locaciones de perforación apoya un crecimiento sostenible. En nuestro acreage más relevante a desarrollar, contamos con un vasto inventario de más de 400 locaciones a perforar en la formación Vaca Muerta, que representan un nivel de inventario de perforación de más de 11 años. Dicho inventario para perforación se encuentra en el bloque Bajada del Palo Oeste y nos ofrece atractivas oportunidades de crecimiento en producción y de obtención de altos retornos. Creemos que el desempeño logrado durante la terminación de nuestro primer *pad* de cuatro pozos, y la producción resultante en dichos pozos, confirma el potencial y nuestra habilidad de obtener altos retornos de este bloque. Tenemos la intención de ampliar nuestro inventario de perforación mediante el testeo de otros horizontes de navegación adicionales, tales como el Carbonato Superior, Carbonato Medio e Inferior, la reducción del espacio entre pozos en Bajada del Palo Oeste y la delineación de nuestro acreage en los bloques Bajada del Palo Este y Águila Mora. Además, llevaremos a cabo estudios para incrementar el factor de recuperación de petróleo en los activos convencionales que operamos en Argentina a través de proyectos de pozos *in-fill*, perforación de pozos de avanzada (*appraisal drilling*) y de recuperación secundaria, dado que nuestro actual factor de recuperación de dichos activos es menor que el factor de recuperación promedio del 15% observado en campos análogos *on shore* con mecanismo de drenaje con solución de gas.

La alta proporción de actividad operada nos proporciona flexibilidad y lleva a maximizar los retornos. El hecho de ser los operadores de la mayoría de nuestros activos nos permite controlar en gran parte nuestras inversiones y gastos de operación. Definimos nuestro plan de inversiones con base en los niveles de precios vigentes y esperados del petróleo y gas, y de otros factores, incluyendo el éxito de nuestro programa de perforación y la disponibilidad de equipos y maquinaria, infraestructura y necesidad de recursos de capital. Consideramos que mantener una alta proporción de operación de nuestros activos nos permite maximizar los retornos para nuestros accionistas.

Estructura corporativa eficiente y ágil. Nuestros empleados están organizados bajo una estructura eficiente y sencilla que, en nuestra opinión, facilita un proceso de toma de decisiones de forma rápida y eficaz, permitiendo adaptarnos a los continuos cambios en la industria y el entorno de negocios. Nuestro Equipo de Administración colabora estrechamente con nuestras áreas operativas, otorgando prioridad a los retornos para los accionistas y cerciorándose de que mantengamos los más altos estándares de seguridad. Incorporamos nuevas tecnologías con el objeto de automatizar nuestras operaciones en el día a día, mejorar nuestros tiempos de respuesta y generar reportes en tiempo real.

Equipo de Administración y personal experto con vasta experiencia. Nuestro Equipo de Administración y nuestro personal especializado cuenta con amplia experiencia en la ejecución de proyectos complejos alrededor del mundo. Nuestro Equipo de Administración ha jugado un papel fundamental en el desarrollo de la formación Vaca Muerta como plataforma de *shale* económicamente viable, habiendo perforado más de 500 pozos no convencionales e incrementado la producción de *shale* de cero a 50,000 boe/d en sus cargos desempeñados anteriormente. Nuestro Equipo de Administración

cuenta con una experiencia significativa en el desarrollo de reservorios no convencionales y en la implementación de proyectos de recuperación secundaria y terciaria en campos maduros. Creemos que la experiencia de nuestro Equipo de Administración y nuestro personal será un factor clave para tener éxito en la explotación de la formación Vaca Muerta.

Nuestra estrategia de negocios

Nuestra principal estrategia de negocios consiste en incrementar el valor para nuestros accionistas mediante la implementación de las siguientes medidas:

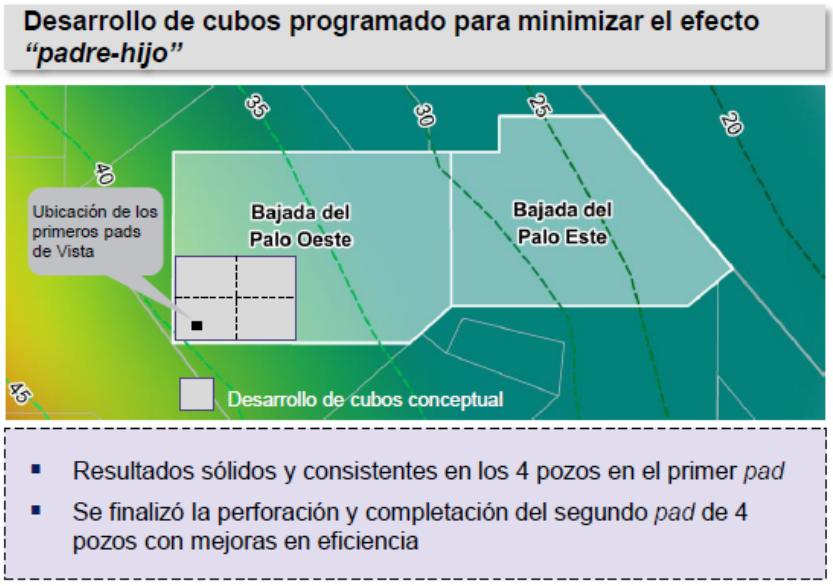
Sólida generación de flujo de caja. La generación de flujo de caja operativa proveniente de nuestras actividades de producción convencional constituye una de las piedras angulares de nuestra estrategia para financiar el desarrollo del acreage de *shale*. Esperamos que la ejecución de nuestro plan de desarrollo en Vaca Muerta, y el continuo foco en la maximización de la eficiencia de nuestra producción convencional, constituirán la principal fuente de generación de flujo de caja y de crecimiento del retorno para nuestros accionistas.

Enfoque en el desarrollo de nuestro acreage en Vaca Muerta. Al ser la única formación de *shale* de gran escala desarrollada comercialmente fuera de Norteamérica, Vaca Muerta ha atraído inversiones significativas por parte de empresas internacionales tales como Chevron, Shell, ExxonMobil, Total, Equinor, Petronas, Schlumberger, Dow, BP y CNOOC. Para nuestro acreage en Vaca Muerta, hemos definido un plan de desarrollo con foco en el crecimiento que incluye la perforación de aproximadamente 130 pozos horizontales en el bloque Bajada del Palo Oeste hasta 2022. Nuestro primer *pad* de cuatro pozos fue completado a finales de febrero de 2019 y llevó la producción de shale en Bajada del Palo Oeste de cero a un pico de 6,500 boe/d a mediados de abril, impulsada por el sólido rendimiento individual de cada pozo. La implementación del modelo de contratación de One Team Contracts (según dicho término se define más adelante), que alinea los intereses de los principales contratistas y de Vista detrás de los mismos objetivos, compartiendo métricas de desempeño y compensación, junto con la implementación de mejores prácticas en términos de logística, nos permitió lograr resultados de ejecución sobresalientes cuando se comparan con los de otros operadores de la cuenca. Creemos que este *pad* representa un evento fundacional para nosotros, destacando la pericia técnica de Vista, su foco en la eficiencia, la calidad de la infraestructura y su calidad de clase mundial como operador. A su vez, hemos terminado de perforar y completar nuestro segundo *pad* de 4 pozos en Bajada del Palo Oeste, el cual ya fue conectado. Nuestro plan de desarrollo completo para el bloque Bajada del Palo Oeste, para el que se obtuvo una concesión de explotación no convencional por 35 años, incluye la perforación de más de 400 pozos horizontales con una longitud lateral de entre 2,500 metros y 3,000 metros utilizando tres equipos de perforación móviles (*walking rigs*). Además, hemos solicitado una concesión de explotación no convencional por 35 años en el bloque Águila Mora, misma que esperamos obtener durante julio de 2019 y donde esperamos comenzar a perforar en 2020. Más aún, en el bloque Bajada del Palo Este, para el que también recientemente obtuvimos una concesión de explotación no convencional, nos hemos comprometido con la Provincia del Neuquén a perforar y terminar cinco pozos horizontales para finales de 2021 que contribuirán a definir el plan de desarrollo completo del bloque.

Una posición de liderazgo como operador. Aspiramos a convertirnos en un operador líder en la formación no convencional Vaca Muerta consiguiendo los niveles de costos de desarrollo y operación más bajos, logrando el máximo valor para nuestros accionistas, alcanzando el máximo retorno de nuestra producción convencional mediante la continua reducción de nuestros costos operativos, y al sostener nuestros niveles de producción con recuperación primaria, secundaria y terciaria de forma rentable. Creemos que la experiencia y el conocimiento de nuestro Equipo de Administración y nuestro equipo de profesionales especializado en Vaca Muerta mejorarán nuestra habilidad de reducir nuestros costos de desarrollo y operación a mayor velocidad que otras empresas que operan en esta formación. Hemos implementado un novedoso modelo de servicios en campo que nos permite maximizar la eficiencia y mejorar la rentabilidad, y tenemos la intención de seguir introduciendo innovaciones en nuestro modelo operativo. En Coirón Amargo Sur Oeste, nuestro primer pozo horizontal, CASO x-1, se encuentra en producción desde marzo de 2018. Perforado por nuestro socio, Shell, el pozo ha alcanzado

una tasa IP30 de 902 bbl/d. A su vez, tres pozos adicionales en la concesión fueron completados en marzo del 2019 y comenzaron a operar en abril del 2019.

Como operadores, hemos terminado de perforar y completar nuestros primeros dos *pads* de 4 pozos en Bajada del Palo Oeste, aterrizados en la formación Vaca Muerta. El primer *pad* de 4 pozos fue conectado en febrero de 2019 y el segundo, el cual terminamos de perforar y completar en julio de 2019, también fue conectado y puesto en producción. En cada uno de estos *pads* de 4 pozos, aterrizamos dos pozos en el horizonte de navegación de La Cocina y dos en Orgánico, con una longitud promedio horizontal de la rama lateral de aproximadamente 8,366 pies horizontales (2,550 metros) en el primer *pad* y 6,946 pies horizontales (2,117 metros) en el segundo. Completamos cada pad con 10 clústers por etapa de fractura y 34 y 36 etapas de fractura promedio por pozo en el primer y segundo *pad*, respectivamente, con un espacio de fractura de 246 pies (75 metros) en el primer *pad* y 197 pies (60 metros) en el segundo. Durante la perforación y completación de nuestro segundo *pad*, logramos mejorar nuestra eficiencia de perforación aumentando nuestra velocidad de perforación a un promedio de 726 pies diarios, con respecto a un promedio de 477 pies diarios en nuestro primer *pad*. Adicionalmente, también mejoramos nuestra eficiencia de completación al aumentar nuestras etapas promedio de fracturas diarias a 7.6 con respecto a las 5.0 en nuestro primer *pad*, lo que representa un incremento del 52%. Como resultado, el costo de perforación y completación promedio por pozo se redujo de US$13.8 millones a US$12.6 millones, resultando en ahorros de aproximadamente 8.7%, los cuales fueron impulsados principalmente por la reducción en los costos por fractura desde US$0.22 millones en el primer *pad*, a US$0.20 millones en el segundo *pad*. Nuestro plan sigue un enfoque de desarrollo en cubos que se centra en maximizar la productividad de los pozos. Creemos que nuestro desempeño en la perforación y completación en nuestros dos primeros *pads* remarca nuestra capacidad como un operador de primera categoría.



Desde nuestro primer día de operaciones, hemos adoptado un enfoque sostenible para desarrollar nuestro acreage en Vaca Muerta, lo cual involucra soluciones a largo plazo que son clave para minimizar el costo de desarrollo y el impacto de nuestra operación en el medio ambiente. Instalamos 22 kilómetros de manguera flexible para transferir agua dulce de riego a nuestros tanques de agua temporales, y usamos cajas para transportar y almacenar el 100% del apuntalante en la locación, lo cual garantizó el suministro de agua y apuntalante durante la terminación de nuestro primer y segundo *pad,* lo que hubiera resultado en un mayor costo de completación. Esto nos evitó el uso de aproximadamente 7,500 viajes en camiones por *pad*. El uso de cajas de arena proporciona una operación más eficiente en costos y un ambiente más seguro para nuestro personal a través de una reducción significativa de polvillo de arena en el aire. También diseñamos nuestra primera planta de producción temprana con el fin de evitar la quema de gases y el transporte de líquidos por camiones.

Conservar nuestra flexibilidad financiera. Tenemos la intención de mantener un balance sólido, con bajo nivel de apalancamiento, mediante la generación de sólido flujo de caja de efectivo con bajo riesgo tanto de nuestros activos convencionales como de los no convencionales. Buscamos desarrollar nuestra extensión de acreage en Vaca Muerta a un ritmo que nos permita mantener una sana posición financiera.

Búsqueda de oportunidades de crecimiento rentables en América Latina. Creemos que existen oportunidades para adquirir activos que nos permitan crecer en el sector de exploración y producción en América Latina, región rica en recursos que no ha contado con suficiente inversión en históricamente y se encuentra cada vez más abierta a los inversionistas. Recientemente celebramos un convenio de operación conjunta de servicios de operación en tres bloques de hidrocarburos en México, de los cuales operaremos dos, sujeto a la aprobación de la CNH. Esto nos proporciona una plataforma operativa para seguir buscando oportunidades de crecimiento en México. Nuestro Equipo de Administración tiene experiencia operativa y directiva relevante en América Latina, y posee todas las aptitudes necesarias para identificar atractivas oportunidades de crecimiento. Nuestra estrategia de largo plazo está enfocada en el desarrollo de una cartera de activos convencionales y no convencionales de alta calidad con diversidad geográfica en América Latina, incluyendo Argentina, Brasil, Colombia y México.

Nuestra historia

Fuimos constituidos en México el 22 de marzo de 2017. Nuestro Equipo de Administración está integrado por Miguel Galuccio, Pablo Vera Pinto, Juan Garoby, Alejandro Cherñacov y, desde la Combinación Inicial de Negocios, Gastón Remy.

La Combinación Inicial de Negocios

Iniciamos operaciones en el sector de exploración y producción el 4 de abril de 2018, tras consumar nuestra Combinación Inicial de Negocios y la adquisición de ciertos activos y derechos de Pampa y Pluspetrol.

Para mayor información acerca de la Combinación Inicial de Negocios, véase la sección *"PRESENTACIÓN DE INFORMACIÓN - La Combinación Inicial de Negocios*".

Adquisición de derechos sobre los bloques de Jaguar

El 30 de octubre de 2018 consumamos la adquisición del 50% de los derechos sobre tres bloques adjudicados a 2 empresas de exploración y producción mexicanas, Jaguar Exploración y Producción 2.3, S.A.P.I. de C.V., una empresa propiedad de Jaguar, y Pantera Exploración y Producción 2.2, S.A.P.I. de C.V. ("Pantera"), una empresa perteneciente en un 67% a Jaguar y en un 33% a Sun God Energía México, S.A. de C.V., a través de un convenio de cesión de derechos y un acuerdo de operación conjunta (de manera conjunta, el "Acuerdo de Operación Conjunta").

Como resultado de esta transacción, que fue aprobada por la CNH el 2 de octubre de 2018, somos titulares del 50% de los derechos sobre los siguientes bloques:

- CS-01 (23,517 acres brutos) y A-10 (85,829 acres brutos), ambos de los cuales serán operados por Vista (una vez que la CNH apruebe el cambio de operador); y

- TM-01 (17,889 acres brutos), operado por Jaguar.

Adquisición de Águila Mora

El 22 de agosto de 2018, nuestra subsidiaria APCO Sucursal Argentina celebró un convenio de cesión de derechos con O&G Developments Ltd. S.A. ("O&G"), una empresa subsidiaria de Shell (el "Convenio de Intercambio de Derechos en Águila Mora"), en virtud del cual (i) APCO Sucursal Argentina cedió a O&G una participación no operada del 35% en los derechos sobre el bloque CASO, y (ii) O&G cedió a APCO Sucursal Argentina una participación operada del 90% en los derechos sobre el bloque

Águila Mora y se comprometió a invertir US$10 millones en la mejora de su infraestructura actual de abastecimiento de agua y a prestar servicios desde dicha infraestructura a nuestras operaciones en el bloque Bajada del Palo. El 30 de noviembre de 2018, la Provincia del Neuquén aprobó la cesión del 90% de los derechos sobre el bloque Águila Mora a APCO Sucursal Argentina. Como resultado de esta transacción, conservamos el 10% de los derechos sobre CASO y somos titulares del 90% de los derechos sobre el bloque Águila Mora, además de ser operadores de este último de acuerdo con los términos del Convenio de Intercambio de Derechos en Águila Mora. Para mayor información véase la sección "*NUESTRO NEGOCIO - Nuestras Operaciones - Argentina*".

Reestructuración Argentina

El 2 de julio de 2019 completamos un proceso de reestructuración corporativa por medio del cual, APCO Oil & Gas, S.A.U. y APCO Argentina se fusionaron por absorción sin liquidación en Vista Argentina (la "Reestructuración Argentina") como parte de una reestructuración que no estará gravada por el impuesto a las ganancias de conformidad con la Ley de Impuesto a las Ganancias de Argentina. La Reestructuración Argentina se volvió efectiva a partir del 1 de enero de 2019 y desde esa fecha, APCO Oil & Gas, S.A.U. y APCO Argentina han estado operando como una sola entidad consolidada en Vista Argentina.

El 31 de octubre de 2018 cambiamos el domicilio de APCO International de las Islas Caimán a Argentina y modificamos su denominación a "APCO Oil & Gas S.A.U.". APCO Oil & Gas S.A.U. continuó al frente de las actividades de APCO International en Argentina hasta la consumación de la Reestructuración Argentina y APCO Sucursal Argentina dejó de existir el 31 de octubre de 2018.

Venta de Acciones Serie A Kensington Investments B.V.

El 12 de febrero de 2019, completamos la venta a Kensington Investments B.V. ("Kensington") de 5,000,000 de Acciones Serie A y 5,000,000 Títulos Opcionales para comprar Acciones Serie A por un monto de US$50.0 millones y, adicionalmente, 500,000 Acciones Serie A por un monto de US$5.0 millones. Kensington, una subsidiaria propiedad de Abu Dhabi Investment Council Company P.J.S.C., una compañía pública que cotiza en bolsa que es indirectamente propiedad del gobierno del Emirato de Abu Dhabi en los Emiratos Árabes Unidos, es el único socio limitado (*limited partner*) de Riverstone Vista Capital Partners, L.P. ("RVCP"). La venta antes mencionada se realizó de conformidad con un cierto contrato entre Vista y RVCP, que preveía la venta por parte de Vista de ciertas Acciones Serie A y Títulos Opcionales para comprar Acciones Serie A a RVCP y sus cesionarios autorizados, y un compromiso de suscripción relacionado entre Vista y Kensington. Al cierre de la venta antes mencionada, RVCP instruyó a Vista la transferencia de dichas Acciones Serie A y los Títulos Opcionales a Kensington.

Hechos Recientes

Resultados preliminares del período de tres meses finalizado el 30 de junio de 2019

Nuestros resultados financieros y operativos para el período de tres meses finalizado el 30 de junio de 2019 aún no están finalizados; sin embargo, la siguiente información refleja nuestras expectativas preliminares con respecto a dichos resultados con base en la información que actualmente está disponible para nuestra administración. Como antecedente, para el periodo de doce meses finalizado el 31 de marzo de 2019, presentamos ingresos de US$ 425 millones y un EBITDA ajustado de US$ 184 millones. Durante este periodo, nuestro apalancamiento bruto fue de 1.8x[1] y nuestro apalancamiento neto de 1.3x.[2]

Durante el segundo trimestre de 2019, nuestra producción diaria promedio esperada fue de aproximadamente 29,065 boe/d, lo que representa un aumento del 19.2% en comparación con la

[1] Apalancamiento bruto calculado de la siguiente manera: Deuda financiera total / EBITDA ajustado LTM.
[2] Apalancamiento neto calculado de la siguiente manera: (Deuda financiera total – efectivo y equivalentes) / EBITDA ajustado LTM.

producción diaria promedio de 24,381 boe/d del segundo trimestre de 2018. El aumento estimado en nuestra producción fue principalmente impulsado por nuestro desarrollo del *shale,* principalmente en Bajada del Palo Oeste, que casi no tuvo producción hasta el primer trimestre de 2019, cuando se completó nuestro primer *pad* de 4 pozos operado, y se espera que contribuya con 5,130 boe/d de nuestra producción diaria promedio durante el período de tres meses finalizado el 30 de junio de 2019.

La siguiente tabla detalla nuestra producción diaria promedio para los períodos de tres meses finalizados el 30 de junio de 2019 y el 30 de junio de 2018:

	30 de junio de 2019	**30 de junio de 2018**	
	(Estimado)	**(Real)**	**Variación esperada**
Producción diaria promedio total (boe/d)	29,065	24,381	19.2%

Nuestros ingresos estimados para el período de tres meses finalizado el 30 de junio de 2019 se encuentran entre US$ 115.5 millones y US$ 122.8 millones, en comparación con los ingresos de US$ 110.3 millones para el período de tres meses finalizados el 30 de junio de 2018, lo que representa un aumento estimado de entre 4.7 % y 11.3%. Este aumento estimado fue impulsado principalmente por mayores volúmenes de petróleo crudo vendido como resultado del incremento de nuestra producción de petróleo *shale* derivado de nuestro desarrollo de Vaca Muerta en el bloque Bajada del Palo Oeste, y, en menor medida, por la reversión del declino de la producción convencional.

Nuestros costos de operación estimados para el período de tres meses finalizado el 30 de junio de 2019 se encuentran entre US$ 31.3 millones y US$ 33.3, en comparación con los costos de operación de US$ 31.3 millones para el período de tres meses finalizados el 30 de junio de 2018, lo que resulta en un *lifting cost* de entre 11.8 US$/boe y 12.6 US$/boe en comparación con 14.1 US$/boe durante el período de tres meses finalizado el 30 de junio de 2018. La reducción en el lifting cost de entre 10.6% y 16.3% fue impulsada principalmente por la redimensión del tamaño de las operaciones, las renegociaciones de contratos, la implementación del modelo de contratación “One-Team” y el aumento de la eficiencia en nuestras operaciones, junto con las sinergias generadas entre nuestra base de activos convencional y el inicio de nuestro desarrollo no convencional de Vaca Muerta en el bloque Bajada del Palo Oeste.

Nuestra utilidad de operación esperada para el período de tres meses finalizado el 30 de junio de 2019 es de entre US$ 6.9 millones y US$ 7.3 millones, en comparación con la utilidad de operación de US$ 9.7 millones para el período de tres meses finalizado el 30 de junio de 2018, lo que representa una disminución estimada de entre el 24.7% y el 28.9%, principalmente explicada por un incremento en la depreciación, agotamiento y amortización.

La siguiente tabla detalla nuestros ingresos, costos de operación y utilidad de operación esperadas y reales para los períodos de tres meses finalizados el 30 de junio de 2019 y el 30 de junio de 2018, respectivamente.

(no auditado para ambos períodos y preliminar para el período de tres meses finalizado el 30 de junio de 2019, en millones de US$)

	Para el periodo de tres meses finalizado		
	30 de junio de 2019		**30 de junio de 2018**
	(Estimado)		
	Bajo	**Alto**	**(Real)**
Ingresos	115.5	122.8	110.3
Costo de ventas			
Costos de operación	31.3	33.3	31.3
Fluctuación de stock	(2.0)	(2.1)	-
Depreciaciones	42.5	45.2	30.9
Regalías	17.5	18.6	16.9
Utilidad bruta	**26.2**	**27.8**	**31.2**
Gastos comerciales	7.5	8.0	6.0
Gastos de administración	11.6	12.3	7.4

	Para el periodo de tres meses finalizado		
	30 de junio de 2019		30 de junio de 2018
Gastos de exploración	0.8	0.8	0.3
Otros resultados operativos, netos	(0.6)	(0.6)	7.8
Utilidad de operación	**6.9**	**7.3**	**9.7**

Nuestro EBITDA ajustado estimado para el período de tres meses finalizado el 30 de junio de 2019 se encuentra entre US$ 49.4 millones y US$ 52.5 millones, en comparación con un EBITDA ajustado de US$ 49.1 millones para el período de tres meses finalizado el 30 de junio de 2018, lo que representa un aumento de entre 0.1% y 6.9%. El crecimiento estimado en el EBITDA ajustado se explica principalmente por el crecimiento estimado en la producción, sumado a la reducción en el lifting cost conseguida en el segundo trimestre de 2019, los cuales permitieron compensar la caída en los precios realizados, ya que el precio del crudo fue 59.7 US$/bbl en el segundo trimestre de 2019 y 68.0 US$/bbl en el segundo trimestre de 2018 mientras que el de gas natural fue 3.8 US$/MMbtu en el primer trimestre de 2019 y 4.8 US$/MMbtu en el segundo trimestre de 2018. El EBITDA ajustado es una medida financiera no IFRS. Consulte "*PRESENTACIÓN DE INFORMACIÓN – Estados Financieros*".

La siguiente tabla muestra la reconciliación del EBITDA ajustado para los períodos de tres meses finalizados el 30 de junio de 2019 y el 30 de junio de 2018.

(no auditado para ambos períodos y preliminar para el período de tres meses finalizado el 30 de junio de 2019, en millones de US$)

	Para el periodo de tres meses finalizado		
	30 de junio de 2019		30 de junio de 2019
	(Estimado)		
	Bajo	Bajo	(Estimado)
Utilidad de operación	**6.9**	**7.3**	**9.7**
Depreciación, agotamiento y amortización	42.5	45.2	30.9
Gastos de reestructuración y otros ajustes[(1)]	-	-	8.5
EBITDA Ajustado	**49.4**	**52.5**	**49.1**

(1) Los principales ajustes corresponden a ajustes del periodo de tres meses finalizado el 30 de junio de 2019, relacionados con la Combinación Inicial de Negocios.

No podemos proporcionar una conciliación de la métrica NIIF utilidad (pérdida) neta con el EBITDA ajustado estimado para el período de tres meses finalizado el 30 de junio de 2019 sin efectuar un esfuerzo no razonable, dado que no podemos estimar los montos de ciertos componentes NIIF de la utilidad (pérdida) por el período proyectados, como los gastos por intereses y utilidad (pérdida) cambiaria (que afectan los resultados financieros NIIF), así como el impuesto a la renta diferido (que afecta a los gastos por impuesto a la renta según NIIF). Debido a la naturaleza de ciertos elementos de conciliación, no es posible predecir con certeza cuáles serán los resultados futuros con respecto al gasto o ingreso que finalmente se reconocerá en el período de tres meses finalizado el 30 de junio de 2019.

Proporcionamos rangos para los resultados financieros preliminares estimados descritos anteriormente porque nuestros procedimientos de cierre financiero para el período de tres meses finalizado el 30 de junio de 2019 aún no están completos. Los resultados financieros estimados presentados anteriormente están sujetos a la finalización de los procedimientos de cierre financiero de fin de trimestre. Nuestros procedimientos de cierre para el período de tres meses finalizado el 30 de junio de 2019 no estarán completos antes de, y esperamos que nuestros resultados financieros para el período de tres meses finalizados el 30 de junio de 2019 estén disponibles al público, el 7 de agosto de 2019 o alrededor de esa fecha después del cierre de esta oferta. La información presentada anteriormente no debe considerarse un sustituto de dichos estados financieros completos no auditados.

La información preliminar presentada anteriormente ha sido preparada por y es responsabilidad del Equipo de Administración, refleja las estimaciones de la administración basadas únicamente en la

información que tenemos disponible a la fecha de este prospecto y no es una descripción completa de nuestros resultados financieros u operativos para el periodo de tres meses finalizado el 30 de junio de 2019. Nuestros resultados reales pueden diferir materialmente de estos rangos estimados y del promedio diario estimado de las cifras de producción presentadas anteriormente. Por ejemplo, durante el curso de la preparación de los respectivos estados financieros y las notas relacionadas, se pueden identificar elementos adicionales que requerirían ajustes materiales a la información preliminar estimada presentada anteriormente. Mancera S.C. (miembro de Ernst & Young Global Limited), nuestro auditor, y Price Waterhouse & Co. S.R.L., el auditor de PELSA, el predecesor de la Compañía, no han auditado, revisado, compilado ni aplicado procedimientos con respecto a la información preliminar, y en consecuencia, no expresan una opinión o cualquier otra forma de aseguramiento en relación con esa información. Estos resultados preliminares deben leerse junto con la sección "*COMENTARIOS Y ANÁLISIS DE LA ADMINISTRACIÓN SOBRE LA SITUACIÓN FINANCIERA Y LOS RESULTADOS DE OPERACIÓN*", en particular "*Resultados de operaciones*", y los Estados financieros auditados y los Estados financieros condensados provisionales no auditados del 1Q 2019, como así como la sección titulada "*FACTORES DE RIESGO*", que incluye "*Factores de riesgo: nuestras estimaciones financieras se basan en varios supuestos que pueden no ser correctos*".

Acuerdo de Inversión en Midstream

El crecimiento de la producción de petróleo y gas de la formación Vaca Muerta en Argentina, ha creado la necesidad de inversiones para captación, procesamiento y evacuación, como también necesidad potencial de depósitos y terminales de crudo, procesamiento de condensado y transporte de petróleo y gas. Junto con Riverstone, una compañía con un exitoso historial en la creación de empresas de midstream independientes en América del Norte, y Southern Cross Group, una de las firmas de capital privado más grandes y con mayor trayectoria en América Latina, estamos creando Aleph Midstream, una compañía independiente que espera convertirse en un importante operador de midstream en la cuenca neuquina.

Para mayor información sobre Aleph Midstream, véase "*NUESTRO NEGOCIO*" y "*OPERACIONES CON PARTES RELACIONADAS - Aleph Midstream*."

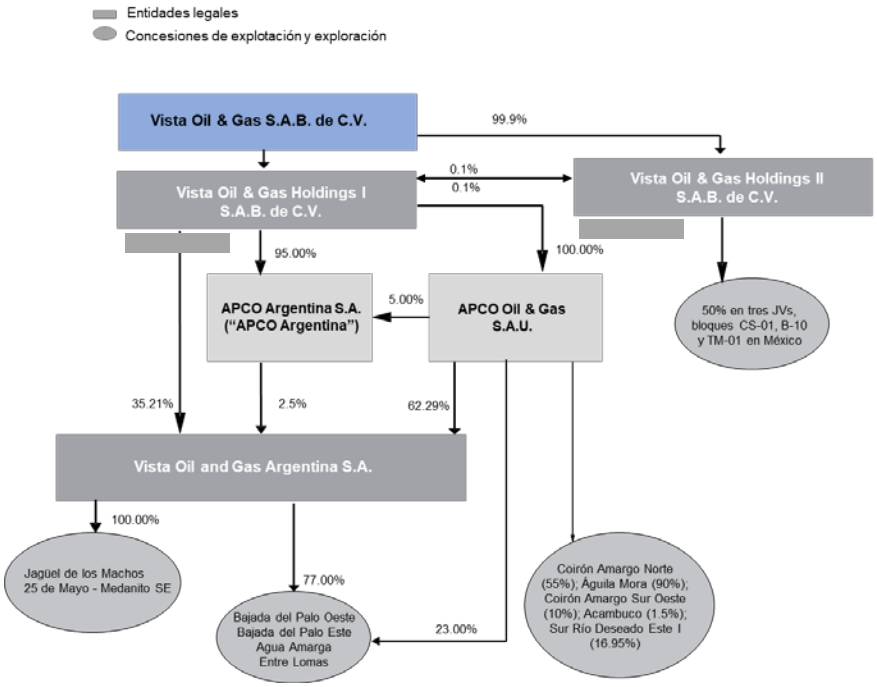
Potencial financiamiento con OPIC

Actualmente estamos negociando con Overseas Private Investment Corporation ("OPIC"), la agencia gubernamental de los Estados Unidos de América, con el objetivo de asegurar financiamiento para nuestro plan de desarrollo en nuestro bloque Bajada del Palo Oeste. Si bien el proceso para obtener dicho financiamiento se ha iniciado, no tenemos ninguna seguridad de que OPIC aprobará y otorgará dicho financiamiento.

Información corporativa

Nuestras oficinas principales están ubicadas en Calle Volcán 150, piso 5, Colonia Lomas de Chapultepec, Miguel Hidalgo, Ciudad de México. Nuestro número de teléfono en estas oficinas es 52 (55) 4163-9205. Nuestra página web es http://www.vistaoilandgas.com. La información disponible en dicha página o a la que se puede acceder a través de esta no se tiene por incluida en este prospecto por el hecho de su mención y no se considerará parte de este.

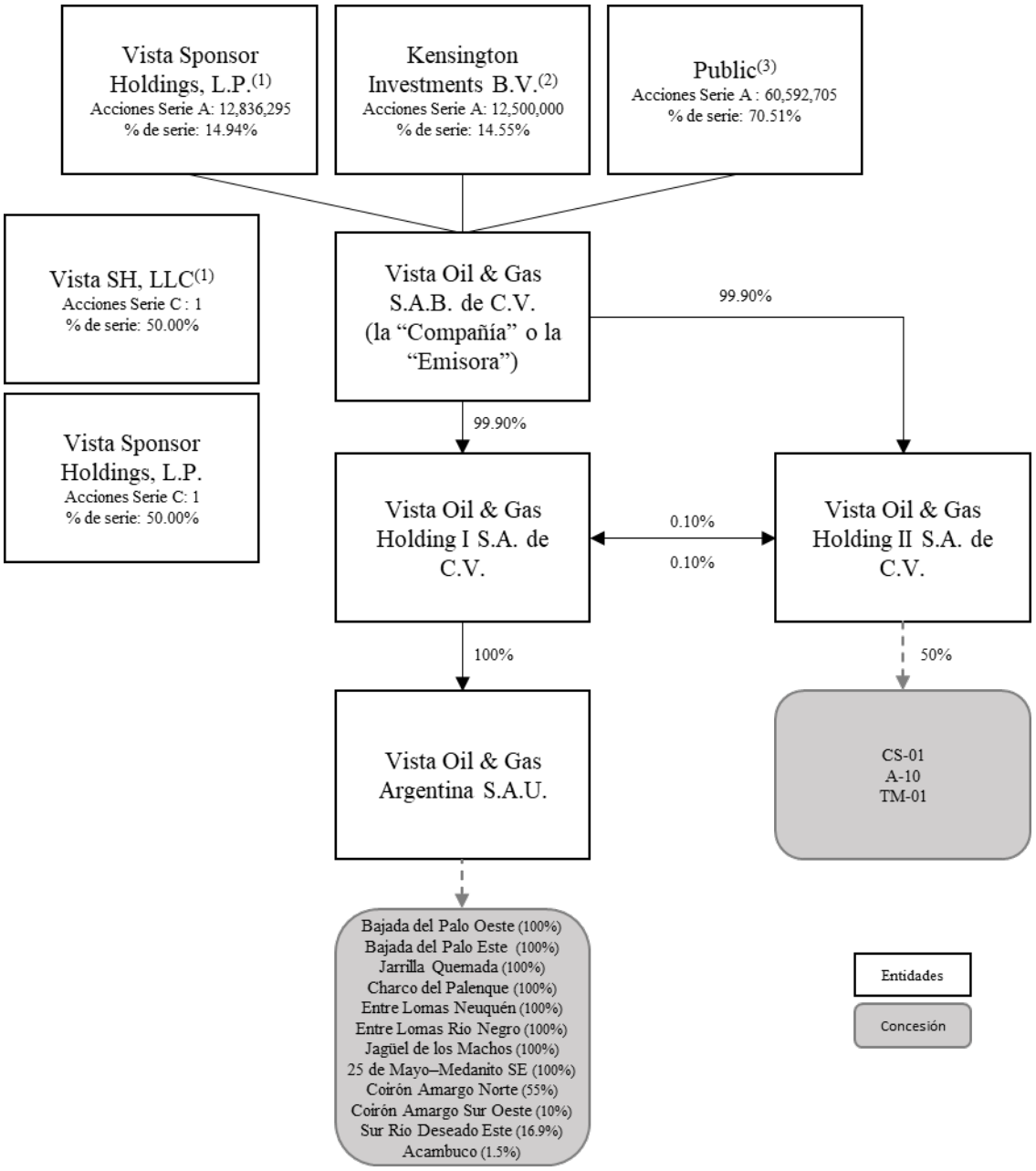
El siguiente diagrama muestra nuestras principales subsidiarias y la participación que tenemos en nuestras concesiones, antes de dar efecto a la Reestructuración Argentina:



(1) El 31 de octubre de 2018, el Registro Público de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires registro la domiciliación de APCO International de las Islas Cayman a Argentina y su cambio de denominación a "Apco Oil & Gas S.A.U.". Ello derivó en (i) el registro de APCO International como una entidad argentina, (ii) la continuación de APCO Oil & Gas S.A.U. de las actividades de Apco Internacional en Argentina, y (iii) la cancelación del registro de APCO Sucursal Argentina ante el Registro Público de Comercio de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

(2) Previamente conocido como PELSA.

El siguiente diagrama muestra nuestras principales subsidiarias, ilustrando los efectos de la Reestructuración Argentina y la Oferta (suponiendo la colocación de todas las Acciones Serie A, sin incluir las Opciones de Sobreasignación):



(1) Información al 18 de julio de 2019, Vista Sponsor Holdings, L.P. y Vista SH, LLC son controladas por David Leuschen y Pierre Lapeyre, quienes son miembros del Equipo de Administración Senior de Riverstone Holdings LLC, una corporación de Delaware que opera en el sector de energía. Vista Sponsor Holdings, L.P. es tenedor de 21,378,504 Títulos Opcionales de la Compañía.

(2) Información al 16 de julio de 2019. Kensington Investments B.V., es una subsidiaria totalmente propiedad de Abu Dhabi Investment Council Company P.J.S.C., la cual es una compañía pública que cotiza en bolsa que es indirectamente propiedad del gobierno del Emirato de Abu Dhabi en los Emiratos Árabes Unidos. Kensington Investments B.V. también es tenedor de 10 millones de Títulos Opcionales de la Compañía.

Inmediatamente antes de la Oferta, 75,929,000 de nuestras Acciones Serie A representativas del 100% de nuestro capital social variable se encontraban cotizando en la BMV. Una vez completada esta Oferta (sin considerar las Opciones de Sobreasignación), 85,929,000 de nuestras Acciones Serie A y ADS que representen el 100% de nuestro capital variable en circulación cotizarán públicamente en la BMV y en la NYSE.

LA OFERTA

La presente sección contiene un breve resumen de los términos de la Oferta Global. Para más información sobre nuestras Acciones Serie A y nuestros ADS, consulte la sección "DESCRIPCIÓN DE LAS ACCIONES SERIE A Y DE NUESTROS ESTATUTOS" del presente prospecto.

Emisora: ..... Vista Oil & Gas, S.A.B. de C.V.

Tipo de valor: Acciones ordinarias Serie "A", nominativas, sin expresión de valor nominal, representativas de la parte variable del capital social de Vista Oil & Gas, S.A.B. de C.V.

Precio de colocación: Ps.176.58 por Acción (equivalente a US$9.25 a un tipo de cambio de Ps.19.0894 por US$1.00).

Múltiplos de colocación: Los múltiplos (i) de la Compañía, considerando el precio de colocación y los Estados Financieros del Primer Trimestre de 2019; y (ii) del sector y el mercado, con base en la información financiera presentada a la BMV al 31 de marzo de 2019 y los precios de cierre en la BMV al 16 de julio de 2019.

	Antes de la Oferta Global	**Después de la Oferta Global[(1)]**
Vista		
Precio / Utilidad	-17.9x[(4)]	-19.8x[(4)]
Valor de la Compañía / EBITDA	5.4x	5.3x
Precio/valor en libros	1.4x	1.5x
Promedio del Sector[(2)]		
Precio / Utilidad	N/A	N/A
Valor de la Compañía/ EBITDA	N/A	N/A
Precio/valor en libros	N/A	N/A
Promedio del Mercado (IPC)[(3)]		
Precio / Utilidad	14.8x	14.8x
Valor de la Compañía/ EBITDA	7.4x	7.4x
Precio/valor en libros	2.1x	2.1x

[(1)] Calculado por los Intermediarios Colocadores en México, considerando el precio de colocación de Ps. 176.58 por acción, el número de Acciones en circulación y los Estados Financieros Consolidados No Auditados de la Compañía al 31 de marzo de 2019.
[(2)] La Compañía no considera que existan empresas públicas comparables con Vista Oil & Gas.
[(3)] Calculado por los Intermediarios Colocadores en México con información disponible en la BMV al 16 de julio de 2019. La muestra son las empresas que integran el Índice de Precios y Cotizaciones (IPC) de la BMV, cuya información financiera es por los últimos 12 meses al 31 de marzo de 2019.
Los múltiplos del sector y los múltiplos del mercado permanecerán igual antes y después de la Oferta Global.
[(4)] La utilidad neta de la Compañía de los últimos 12 meses al 31 de marzo de 2019 fue de -US$40.1 millones, principalmente por cómputos de diferencia de moneda y la valuación de los Títulos Opcionales, por lo tanto esta métrica de valuación no es significativa dadas las características de la Emisora.

Coordinadores Globales: ..... Citigroup Global Markets Inc. y Credit Suisse Securities (USA) L.L.C.

Intermediarios Colocadores Citigroup Global Markets Inc., Credit Suisse Securities (USA) L.L.C.,

Internacionales (*Underwriters*):	Morgan Stanley & Co. LLC, Itau BBA USA Securities, Inc. y Santander Investment Securities Inc.
Intermediarios Colocadores Líderes en México:.....	Citibanamex Casa de Bolsa, S.A. de C.V., Casa de Bolsa, integrante del Grupo Financiero Citibanamex y Casa de Bolsa Credit Suisse (México), S.A. de C.V., Grupo Financiero Credit Suisse (México).
Intermediarios Colocadores en México:.....	Citibanamex Casa de Bolsa, S.A. de C.V., Casa de Bolsa, integrante del Grupo Financiero Citibanamex; Casa de Bolsa Credit Suisse (México), S.A. de C.V., Grupo Financiero Credit Suisse (México); Morgan Stanley México, Casa de Bolsa, S.A. de C.V. y Casa de Bolsa Santander, S.A. de C.V., Grupo Financiero Santander México.
Tipo de Oferta:……	Pública, primaria, subsecuente, global y simultánea, de suscripción y pago, en México, en los Estados Unidos y en otros mercados del extranjero.
Oferta Internacional:.....	9,291,304 (sin incluir la Opción de Sobreasignación Internacional) y 10,685,000 (incluyendo la Opción de Sobreasignación Internacional). La Oferta Internacional se realizará a través de la Bolsa de Valores de Nueva York (*New York Stock Exchange*).
Oferta en México:.....	708,696 (sin incluir la Opción de Sobreasignación en México) y 815,000 (incluyendo la Opción de Sobreasignación en México). La Oferta en México se realizará a través de la BMV.
Oferta Global:	10,000,000 (sin incluir las Opciones de Sobreasignación) y 11,500,000 (incluyendo las Opciones de Sobreasignación). Nos referimos conjuntamente a la Oferta Internacional y a la Oferta en México como la Oferta Global. El presente prospecto corresponde a la Oferta en México.
Monto total de la Oferta Global:	Ps.1,765,800,000.00 (sin incluir las Opciones de Sobreasignación) y Ps.2,030,670,000.00 (incluyendo Opciones de Sobreasignación). El tipo de cambio para determinar el equivalente en Pesos fue de Ps.19.0894 por US$1.00. Para más información, consulte la sección “TIPO DE CAMBIO” del presente prospecto.
Monto de la Oferta en México:	Ps.125,141,539.68 (sin incluir la Opción de Sobreasignación en México) y Ps.143,912,700.00 (incluyendo la Opción de Sobreasignación en México).
Monto de la Oferta Internacional:	US$85,944,562.00 (sin incluir la Opción de Sobreasignación Internacional) equivalentes a Ps.1,640,658,460.32 y US$98,836,250.00 (incluyendo la Opción de Sobreasignación Internacional) equivalentes a Ps. 1,886,757,300.00. El tipo de cambio para determinar el equivalente en Pesos fue de Ps.19.0894 por US$1.00. Para más información, consulte la sección “TIPO DE CAMBIO” del presente prospecto.
Acciones Serie A:	Las Acciones Serie A cotizan en la BMV bajo la clave de cotización “VISTA”.
ADS:	Cada ADS representa una Acción Serie A. Los ADS fueron emitidos de conformidad con cierto contrato de depósito (*deposit agreement*) entre nosotros, The Bank of New York Mellon Corporation, como depositario

y, de tiempo en tiempo, por quienes sean los tenedores registrados, los tenedores indirectos y los beneficiarios finales de los ADS emitidos bajo dicho contrato.

Destino de los Recursos: ..... Tenemos la intención de utilizar los recursos netos de esta Oferta Global para (i) financiar las necesidades de efectivo de nuestro plan de desarrollo, el cual está enfocado en el desarrollo de nuestro *shale* en (a) el bloque Bajada del Palo Oeste, donde planeamos perforar pozos horizontales, y (b) los bloques Águila Mora y Bajada del Palo Este, los cuales delinearemos y posteriormente comenzaremos su desarrollo, y (ii) para fines corporativos generales. Para más información, consulte la sección "*DESTINO DE LOS RECURSOS*" de este prospecto.

Aprobación de la Oferta Global por los accionistas de Vista: ..... La realización de los actos necesarios para llevar a cabo la Oferta Global, incluyendo, sin limitar, (i) el aumento en la parte variable del capital social de la Compañía mediante la emisión de las Acciones Serie A objeto de la Oferta Global, (ii) la actualización de la inscripción en el RNV y del listado en la BMV de las Acciones Serie A objeto de la Oferta Global y (iii) la inscripción de los ADS ante la SEC, fue aprobada por los Accionistas de la Sociedad reunidos en la asamblea general extraordinaria de accionistas llevada a cabo el 18 de julio de 2019.

Inscripción y Listado:..... Las Acciones Serie A que se describen en este prospecto se encuentran inscritas con el número 3573-1.00-20189-005, en el RNV y son aptas para ser listadas en el listado correspondiente de la BMV. Autorización CNBV para la publicación No. 153/11968/2019, de fecha 24 de julio de 2019. Asimismo, hemos recibido la autorización para la inscripción de los ADS ante la SEC y su listado en la Bolsa de Valores de Nueva York (*New York Stock Exchange*) bajo la clave de pizarra "VIST".

Posibles Adquirentes:..... Las Acciones podrán ser adquiridas por personas físicas y morales mexicanas y extranjeras cuando, en su caso, su régimen de inversión lo prevea expresamente. Los posibles adquirentes deberán considerar cuidadosamente toda la información contenida en el prospecto y, en especial, la incluida bajo la sección "FACTORES DE RIESGO" de este prospecto.

Opción de Sobreasignación; Estabilización: ..... Hemos concedido la Opción de Sobreasignación en México a los Intermediarios Colocadores en México, a ser ejercida a través de Citibanamex Casa de Bolsa, S.A. de C.V., Casa de Bolsa, integrante del Grupo Financiero Citibanamex y la Opción de Sobreasignación Internacional a los Intermediarios Internacionales, a ser ejercida través de Citigroup Global Markets Inc., para cubrir asignaciones en exceso, si las hubiere. En virtud de las Opciones de Sobreasignación, Citibanamex Casa de Bolsa, S.A. de C.V., Casa de Bolsa, integrante del Grupo Financiero Citibanamex y/o Citigroup Global Markets Inc. pudieron adquirir, para suscripción e indistintamente entre ellos, hasta 1,500,000 Acciones Serie A, que pueden estar representadas por ADS y que representan, en conjunto, hasta el 15% de las Acciones Serie A ofrecidas en la Oferta Global. La Opción de Sobreasignación en México y la Opción de Sobreasignación Internacional pueden ejercerse hasta por el porcentaje máximo citado del 15% de las Acciones Serie A materia de la Oferta Global, independientemente de los montos de Acciones Serie A efectivamente colocados en la Oferta en México y/o

	en la Oferta Internacional. Citibanamex Casa de Bolsa, S.A. de C.V., Casa de Bolsa, integrante del Grupo Financiero Citibanamex actuará como agente estabilizador para todo lo relacionado con la Opción de Sobreasignación en México y Citigroup Global Markets Inc. actuará como agente estabilizador para todo lo relacionado con la Opción de Sobreasignación Internacional. Las Opciones de Sobreasignación podrán ser ejercidas por una sola vez y durante un plazo de 30 días contados a partir de la fecha de construcción del libro, de manera independiente, pero de forma coordinada, de manera parcial o en su totalidad, a un precio igual al precio de colocación y en los términos descritos en la Sección "*PLAN DE DISTRIBUCIÓN*" de este prospecto.
Fecha de Publicación del Aviso de Oferta Pública:	24 de julio de 2019.
Fecha de Oferta Global:	25 de julio de 2019.
Fecha de Cierre de Libro:.....	25 de julio de 2019.
Fecha de Publicación del Aviso de Colocación con Fines Informativos:	25 de julio de 2019.
Fecha de Registro en la BMV:	26 de julio de 2019.
Fecha de Liquidación:.....	30 de julio de 2019.
Bases para la determinación del precio de colocación de las Acciones:.....	El precio de colocación de cada Acción Serie A se determinó considerando diversos factores, entre otros, (i) ofertas anteriores de compañías similares; (ii) la estructura de capital de la Emisora y; (iii) las condiciones generales de los mercados de valores mexicanos y extranjeros al momento de la Oferta Global; y (iv) el precio de cotización de las Acciones Serie A.
Depositario de las Acciones Serie A:	Los títulos que amparan las Acciones materia de la Oferta Global estarán depositados en Indeval.
Depositario de los ADS:.....	The Bank of New York Mellon Corporation.
Título representativo de las Acciones Serie A: **.....**	Las Acciones Serie A estarán representadas por uno o más títulos definitivos o certificados provisionales (en la medida que se requiera) que, en su momento, serán canjeados por títulos definitivos.
Acciones Serie A suscritas y pagadas inmediatamente antes de la Oferta:	75,929,000 de Acciones Serie A.
Acciones Serie A suscritas y pagadas después de la Oferta Internacional:	85,220,304 (sin incluir la Opción de Sobreasignación Internacional) y 86,614,000 (incluyendo la Opción de Sobreasignación Internacional).
Acciones Serie A suscritas y pagadas después de la Oferta en México:.....	76,637,696 (sin incluir la Opción de Sobreasignación en México) y 76,744,000 (incluyendo la Opción de Sobreasignación en México).

Acciones Serie A suscritas y pagadas después de la Oferta Global:.....	85,929,000 (sin las Opciones de Sobreasignación) y 87,429,000 (incluyendo las Opciones de Sobreasignación).
Régimen Fiscal de las Acciones Serie A:.....	El régimen fiscal aplicable a las personas morales y físicas residentes en México, y residentes en el extranjero, es aquél previsto en los artículos 22, 56, 129, 161 y 164 de la Ley del Impuesto sobre la Renta, su Reglamento, y la Resolución Miscelánea Fiscal aplicable. Por su parte, el régimen fiscal aplicable a los dividendos recibidos por personas físicas y morales residentes en México y/o en el extranjero está previsto en los artículos 10, 140, 164 y demás aplicables de la Ley del Impuesto Sobre la Renta, su Reglamento; así como la Resolución Miscelánea Fiscal aplicable. Los Accionistas extranjeros que sean compañías estadounidenses que se consideren residentes fiscales estadounidenses, con derecho a los beneficios de ciertos convenios entre el gobierno de México y el gobierno de los Estados Unidos en materia de impuestos, pueden estar sujetos a una tasa de retención de impuestos del 5% en la medida en que posean el 10% o más de nuestras acciones con derecho a voto.
Tipo de Cambio:.....	El precio de colocación de las Acciones Serie A está denominado en Pesos. El tipo de cambio para determinar el equivalente en Pesos fue de Ps.19.0894 por US$1.00. Para más información, consulte la sección "*TIPO DE CAMBIO*" del presente prospecto.
Capital Social de la Emisora:.....	Inmediatamente antes de la Oferta, el capital suscrito y pagado de la Compañía estaba representado por un total de 75,929,000 Acciones Serie A en circulación, que representaban la porción variable del capital social de Vista equivalente a Ps.11,316,214,809.00 las cuales se encuentran inscritas en el RNV que mantiene la CNBV y listadas en la BMV; y 2 acciones Serie C en circulación, que representan la porción fija del capital social de Vista equivalente a Ps.2,983.00, las cuales se encuentran inscritas en el RNV y listadas en la BMV las. Adicionalmente, la Compañía ha emitido 99,680,000 títulos opcionales en circulación, cuyo periodo de ejercicio comenzó el 15 de agosto de 2018, los cuales deberán ser ejercidos en un lote de 3 para adquirir una Acción Serie A a un precio de US$11.50 por Acción. Considerando las Opciones de Sobreasignación, inmediatamente después de la Oferta Global el capital suscrito y pagado de la Compañía estará representado por un total de 87,429,002 acciones, divididas en 2 Acciones Serie C correspondientes a la parte fija, equivalente a Ps.2,983.00, y 87,429,000 Acciones Series A correspondientes a la parte variable del capital, equivalente a Ps.13,346,884,809.00; y se habrán colocado entre el público un total de 11,500,000 Acciones Series A (de las cuales 815,000 Acciones Series A se habrán colocado a través de la Oferta en México y 10,685,000 Acciones Series A se habrán colocado a través de la Oferta Internacional) que representarán el 15.15% del capital suscrito y pagado de la Compañía. Sin considerar las Opciones de Sobreasignación, inmediatamente después de la Oferta Global el capital suscrito y pagado de la Compañía está representado por un total de 85,929,002 de acciones, divididas en 2 Acciones Serie C correspondientes a la parte fija, equivalente a Ps.2,983.00, y 85,929,000 de Acciones Serie A

correspondientes a la parte variable del capital, equivalente a Ps.13,082,014,809.00; y se han colocado entre el público un total de 10,000,000 Acciones Serie A (de las cuales 708,696 Acciones Serie A se han colocado a través de la Oferta en México y 9,291,304 Acciones Serie A se han colocado a través de la Oferta Internacional) que representan el 13.17% del capital suscrito y pagado de la Compañía.

Los Intermediarios Colocadores podrán, mas no estarán obligados a, realizar operaciones de estabilización. Para mayor información, véase la sección *"PLAN DE DISTRIBUCIÓN"* de este prospecto.

Dividendos: No hemos realizado el pago de dividendos en efectivo en el pasado y no contemplamos pagar dividendos en efectivo en el futuro próximo. Planeamos retener cualquier utilidad futura adicional para el financiamiento de nuestras operaciones y crecimiento. Adicionalmente, nuestros financiamientos existentes imponen ciertas restricciones que limitan nuestra capacidad para decretar y pagar dividendos.

Conforme a la legislación aplicable en México, podremos decretar el pago de dividendos de utilidades retenidas según se determinen en nuestros estados financieros que hayan sido aprobados por una asamblea general ordinaria de accionistas una vez que la totalidad de las pérdidas de ejercicios sociales anteriores hayan sido satisfechas y después de que al menos el 5% de las utilidad neta (después de la participación en utilidades y otras deducciones requeridas por las leyes aplicables) haya sido asignada a la reserva legal, hasta por un monto equivalente al 20% de nuestro capital social suscrito y pagado.

Para más información, consulte la sección "*POLÍTICA DE DIVIDENDOS*" del presente prospecto.

Restricciones de tenencia: Sujeto a ciertas excepciones (incluyendo aquéllas aplicables a las transmisiones, adquisiciones o ciertas otras operaciones realizadas por o entre nuestros Accionistas actuales), en términos de nuestros estatutos sociales vigentes se requiere autorización de nuestro Consejo de Administración para (i) llevar a cabo cualquier adquisición directa o indirecta de acciones que dé como resultado que el adquirente sea titular de un porcentaje equivalente o mayor al 10% de nuestro capital social en circulación y (ii) con anterioridad a la celebración de cualquier convenio de voto o acuerdos similares que resulten en el cambio de control de nuestra Compañía o en una participación del 20% en nuestro capital social en circulación. La aprobación de nuestro Consejo de Administración deberá ser otorgada o denegada dentro de los 90 días siguientes en que se presente una solicitud para efectos de lo anterior, en la medida en que el Consejo de Administración reciba toda la información requerida para evaluar y aprobar dichas operaciones.

Para más información consulte la sección *"DESCRIPCIÓN DE LAS ACCIONES SERIE A Y DE NUESTROS ESTATUTOS*" del presente prospecto.

Restricciones de transmisión de Acciones (*lock-up*):..... Nosotros, así como algunos directivos relevantes y consejeros de la misma hemos acordado que, sujeto a ciertas excepciones por un periodo de 180 días siguientes a la fecha de la oferta, no dispondrán de ni celebrarán operaciones de cobertura con respecto a Acciones

Serie A o Acciones Serie C, ADS, o cualquier otro valor convertible en o intercambiable por Acciones Serie A, Acciones Serie C o ADS, sin la autorización previa por escrito de Citigroup Global Markets Inc. y Credit Suisse Securities (USA), LLC., como agentes de liberación de restricciones. Citigroup Global Markets Inc. y Citigroup Global Markets Inc. y Credit Suisse Securities (USA), LLC., a su entera discreción, podrán otorgar su consentimiento para liberar cualquiera de los valores sujetos a la presente restricción de transmisión (*lock up*) en cualquier momento, en cuyo caso, tratándose de valores que sean propiedad de nuestros funcionarios y consejeros, lo notificarán por escrito. Dichas restricciones están sujetas a ciertas excepciones que son comunes en acuerdos de su tipo. Para más información consulte la sección "*PLAN DE DISTRIBUCIÓN*" del presente prospecto.

Factores de Riesgo:..... Consulte la sección "*FACTORES DE RIESGO*" del presente prospecto y otra información contenida en el presente prospecto donde se exponen factores que deberán considerarse antes de tomar una decisión de inversión con respecto a nuestras Acciones Serie A.

Autorización de la CNBV:..... La CNBV autorizó la Oferta en México mediante el oficio identificado con el número 153/11968/2019, de fecha 24 de julio de 2019.

Derechos corporativos de las Acciones Serie A Cada serie de acciones, otorga los mismos derechos y obligaciones, incluyendo los derechos patrimoniales, por lo que todos los accionistas participarán de la misma manera, sin distinción alguna, en cualquier dividendo, reembolso, amortización o distribución de cualquier naturaleza en los términos de los estatutos sociales de la Emisora.

Conforme a lo dispuesto en la fracción III del artículo 50 de la LMV, o cualquier otra disposición que la sustituya de tiempo en tiempo, y demás disposiciones aplicables, los titulares de acciones con derecho a voto (incluso limitado o restringido) representadas en una asamblea general ordinaria o extraordinaria, por cada 10% de tenencia que representen en lo individual o en conjunto del capital social, podrán (a) solicitar que se aplace por 1 sola vez, por 3 días naturales y sin necesidad de nueva convocatoria, la votación de cualquier asunto respecto del cual no se consideren suficientemente informados, sin que resulte aplicable el porcentaje señalado en el artículo 199 de la Ley General de Sociedades Mercantiles, o cualquier otra disposición que la sustituya de tiempo en tiempo, y demás disposiciones aplicables, y (b) designar y/o revocar en asamblea general de accionistas, a un consejero del consejo de administración que sólo podrá ser revocado si se revoca a todos los miembros del consejo de administración, en cuyo caso las personas sustituidas no podrán ser nombradas con tal carácter durante los 12 meses inmediatos siguientes a la fecha de revocación.

Los titulares de acciones con derecho a voto (incluso limitado o restringido) que en lo individual o en conjunto representen el 20% o más del capital social, podrán oponerse judicialmente a las resoluciones dictadas en las asambleas generales respecto de las cuales tengan derecho a voto, sin que resulte aplicable el porcentaje a que se refiere el artículo 201 de la Ley General de Sociedades Mercantiles, o cualquier otra disposición que la sustituya de tiempo en tiempo, y demás disposiciones aplicables, siempre que se cumplan

ciertos requisitos.

Los accionistas que, en lo individual o en su conjunto, sean titulares de acciones con derecho a voto (incluso limitado o restringido, o sin derecho a voto) por cada 10% o más del capital social que representen, podrán ejercer directamente la acción de responsabilidad en contra de cualesquier o todos los consejeros, del Director General o de cualquier directivo relevante por incumplimiento con los deberes de diligencia y lealtad, a favor de la Emisora o de la persona moral que esta controle o en la que tenga una influencia significativa. Esta responsabilidad solamente será en beneficio nuestro y las acciones para ejercerla prescriben a los cinco años.

Los accionistas que, individual o conjuntamente, posean acciones con o sin derecho a voto que representen el 10% o más de nuestro capital social en circulación, tendrán derecho a nombrar y/o destituir, mediante acuerdo adoptado en una asamblea general de accionistas, a un consejero por cada 10% del capital social en circulación que posea. Dicho consejero sólo podrá ser destituido si todos los miembros del consejo de administración son destituidos, en cuyo caso los consejeros que hayan sido destituidos no volverán a ser nombrados durante los 12 meses siguientes a la fecha de su remoción.

La asamblea general de accionistas es el órgano supremo de la Emisora. Las asambleas generales de accionistas podrán ser ordinarias o extraordinarias, pudiendo también celebrarse asambleas especiales, y se celebrarán siempre en el domicilio social, salvo caso fortuito o causa de fuerza mayor.

La asamblea ordinaria de accionistas se reunirá por lo menos una vez al año dentro de los 4 meses siguientes a la clausura del ejercicio social, con el propósito de tratar los asuntos incluidos en el orden del día correspondiente, los asuntos mencionados en el artículo 181 de la Ley General de Sociedades Mercantiles, o cualquier otra disposición que la sustituya de tiempo en tiempo, así como los siguientes: (i) discutir, aprobar o modificar los informes de los presidentes del comité de auditoría y del comité de prácticas societarias, (ii) discutir, aprobar o modificar el informe del director general de la Emisora, conforme a los artículos 28, fracción IV, y 44, fracción XI, de la LMV, o cualquier otra disposición que la sustituya de tiempo en tiempo, y demás disposiciones aplicables, (iii) discutir, aprobar o modificar el informe del consejo de administración de la Emisora en términos del inciso b) del artículo 172 de la Ley General de Sociedades Mercantiles, o cualquier otra disposición que la sustituya de tiempo en tiempo, (iv) conocer la opinión del consejo de administración de la Emisora sobre el contenido del informe del director general de la Emisora, (v) decidir sobre la aplicación de utilidades, en su caso, (vi) nombrar a los miembros del consejo de administración de la Emisora, al secretario y prosecretario y a los miembros de los comités de la Emisora, así como a sus respectivos suplentes, en su caso, y designar o remover a los presidentes del comité de auditoría y del comité de prácticas societarias de la Emisora, (vii) calificar a los consejeros de la Emisora que tengan el carácter de independientes, (viii) en su caso, designar el monto máximo de recursos que podrá destinarse a la recompra de valores emitidos por la Emisora, (ix) aprobar las operaciones que pretenda llevar a cabo la Emisora en el lapso de un ejercicio social

cuando dichas operaciones o una serie de operaciones consideradas de manera conjunta con base en ciertas características comunes (según lo determina la LMV) representen un monto equivalente o superior al 20% de los activos consolidados de la Emisora, con base en cifras correspondientes al cierre del trimestre inmediato anterior; en el entendido de que en dichas asambleas podrán votar los accionistas titulares de acciones con derecho a voto, incluso limitado o restringido, y (x) cualquier otro asunto que deba ser tratado por la asamblea general ordinaria de accionistas de conformidad con la legislación aplicable o que no sea reservado específicamente para una asamblea general extraordinaria.

Las asambleas generales extraordinarias deberán tratar cualquiera de los supuestos mencionados en el artículo 182 de la Ley General de Sociedades Mercantiles, o cualquier otra disposición que la sustituya de tiempo en tiempo. Adicionalmente, tratarán cualquiera de los asuntos que se enlistan a continuación: (i) estipulación en los estatutos sociales de la Emisora medidas tendientes a prevenir la adquisición de valores que otorguen el Control de la Emisora, (ii) aumento del capital social en los términos del artículo 53 de la LMV, o cualquier otra disposición que la sustituya de tiempo en tiempo, (iii) cancelación de la inscripción en el RNV de las acciones representativas del capital de la Emisora o de los títulos que las representen, (iv) reforma de los estatutos sociales de la Emisora, (v) amortización por parte de la Emisora de acciones del capital social con utilidades repartibles y emisión de acciones de goce o de voto limitado, preferentes o de cualquier clase distinta a las ordinarias, y (vi) los demás asuntos para los que la legislación aplicable o los estatutos sociales de la Emisora expresamente exijan un quórum especial.

RESUMEN DE INFORMACIÓN FINANCIERA Y OPERATIVA

Nuestra información financiera y operativa es descrita con mayor detalle en, y deberá ser leída en conjunto con, la sección "*COMENTARIOS Y ANÁLISIS DE LA ADMINISTRACIÓN SOBRE LA SITUACIÓN FINANCIERA Y LOS RESULTADOS DE OPERACIÓN*", así como los Estados Financieros, los Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados No Auditados del 1Q 2019 y los Estados Financieros Complementarios incluidos en el presente prospecto. Nuestros resultados históricos para cualquier periodo previo no son necesariamente indicativos de los resultados a esperarse para cualquier periodo futuro.

El resumen de la información financiera intermedia consolidada condensada no auditada al 31 de marzo de 2019 y por los períodos finalizados el 31 de marzo de 2019 y del 2018 derivan de nuestros Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados No Auditados del 1Q 2019 incluidos en el presente prospecto.

La información financiera consolidada para el periodo del 4 de abril de 2018 al 31 de diciembre de 2018 (el "Periodo Sucesor 2018") y por el periodo del 1 de enero de 2018 al 3 de abril de 2018 (el "Periodo Predecesor 2018") se ha obtenido de los Estados Financieros incluidos en el presente Prospecto.

La información financiera consolidada de nuestra Predecesora al 31 de diciembre de 2017 y 1 de enero de 2017, así como por el año finalizado el 31 de diciembre de 2017, se ha obtenido de nuestros Estados Financieros, los cuales están incluidos en el presente prospecto. La nota 2.5 a los Estados Financieros detalla nuestra transición a las NIIF y la aplicación de la NIIF 1.

La información financiera consolidada de APCO Sucursal Argentina se ha obtenido de los estados de situación financiera auditados previos a la adquisición de APCO Sucursal Argentina al 3 de abril de 2018 y por el periodo que inició el 1 de enero de 2018 al 3 de abril de 2018, así como los estados de situación financiera consolidados previos a la adquisición al 31 de diciembre de 2017 y 1 de enero de 2017, así como por el año que finalizó el 31 de diciembre de 2017 incluidos en el presente prospecto. El reporte de auditoría incluye una opinión calificada debido a la falta de información financiera comparativa.

La información financiera combinada abreviada de JDM y 25 de Mayo-Medanito se ha obtenido de los estados financieros de ingresos y gastos de operación directos por el periodo del 1 de enero de 2018 al 3 de abril de 2018, así como de los estados financieros de ingresos y gastos de operación directos por el año que cerró el 31 de diciembre de 2017, los cuales se incluyen en el presente prospecto.

Nuestros resultados de operaciones para el Periodo Sucesor 2018 no son comparables directamente con nuestros resultados de operaciones para el Periodo Predecesor 2018, así como con el año que cerró el 31 de diciembre de 2017, lo anterior debido a efectos de la Combinación de Negocios Inicial. Asimismo, nuestros resultados de operaciones para el periodo de tres meses terminado el 31 de marzo de 2019, no son directamente comparables con nuestros resultados de operaciones para el periodo de tres meses terminado el 31 de marzo de 2018, debido a los efectos de la Combinación de Negocios Inicial. Para mayor información, véase la sección "*COMENTARIOS Y ANÁLISIS DE LA ADMINISTRACIÓN SOBRE LA SITUACIÓN FINANCIERA Y LOS RESULTADOS DE OPERACIÓN* – Nota acerca de la comparabilidad de nuestros resultados de operación" de este prospecto.

Además, a partir del 1 de enero de 2019, adoptamos la NIIF 16 utilizando el método retrospectivo modificado de adopción con la fecha de aplicación inicial el 1 de enero de 2019. Bajo este método, la norma se aplica de forma retrospectiva con el efecto acumulativo de la aplicación inicial en la fecha de la aplicación inicial. Por consiguiente, pueden verse afectadas ciertas comparaciones entre periodos, debido a la nueva norma contable mencionada anteriormente.

Véase la Nota 2.2 de nuestro Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados No Auditados del 1Q 2019.

Toda la información financiera seleccionada incluida en las siguientes tablas está denominada en Dólares, y preparada de conformidad con las NIIF y los datos financieros que se han derivado de nuestros Estados Financieros del Primer Trimestre de 2019 se prepararon de acuerdo con la Norma Internacional de Contabilidad No. 34 Información Financiera Intermedia. La información financiera combinada abreviada relativa a JDM y 25 de Mayo-Medanito, la cual fue preparada de conformidad con los US GAAP. Para mayor información, véase la sección "*PRESENTACIÓN DE INFORMACIÓN – Estados Financieros*" del presente prospecto.

Información Financiera Histórica

Estados de Situación Financiera

	Sucesor		Predecesor	
	Al 31 de marzo de 2019 No auditados	**Al 31 de diciembre de 2018**	**Al 31 de diciembre de 2017**	**Al 1 de enero de 2017**
	(cifras en miles de US$, excepto por acciones e información por acción)			
Activos				
Activos no corrientes				
Propiedad, planta y equipos	872,298	820,722	259,229	286,149
Derecho de uso de activos	8,906	----	—	—
Crédito mercantil	28,484	28, 484	---	---
Otros activos intangibles	31,869	31,600	1,021	1,536
Cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar	19,748	20,191	297	927
Otros activos financieros	—	---	—	64
Total de activos no corrientes	**961,305**	**900,997**	**260,547**	**288,676**
Activos corrientes				
Inventarios	22,566	18,187	8,215	16,924
Cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar	90,313	86,050	56,274	40,174
Caja, bancos e inversiones corrientes	87,538	80,908	36,835	24,717
Total de activos corrientes	**200,417**	**185,145**	**101,324**	**81,815**
Total activos	**1,161,722**	**1,086,14**	**361,871**	**370,491**
Capital contable y Pasivos				
Capital contable				
Capital social	567,646	513,255	39,239	39,239
Reserva de pagos basados en acciones	5,265	4,021	—	—
Reserva legal	—	---	7,523	7,523
Reserva facultativa	—	---	385,033	349,248
Otros resultados integrales acumulados	(2,674)	(2,674)	(2,800)	(2,569)
Pérdidas acumuladas	(48,624)	(34,946)	(148,694)	(120,081)
Total de capital contable	**521,613**	**479,656**	**280,301**	**273,360**
Pasivos				
Pasivos no corrientes				
Pasivos por impuestos diferidos, netos	136,393	133,757	28,840	38,558
Pasivos por arrendamiento	7,387	—	—	—
Provisiones	16,498	16,186	15,902	14,571
Préstamos	279,867	294,415	—	—
Títulos Opcionales del Promotor	39,784	23,700	—	---
Obligación por planes de beneficios definidos, neta	3,535	3,302	4,683	4,366
Otros impuestos y regalías por pagar	—	—	2	7
Cuentas por pagar y otras cuentas por pagar	1,003	1,008	—	—
Total pasivos no corrientes	**484,467**	**472,368**	**49,427**	**57,502**
Pasivos corrientes				
Provisiones	3,743	4,140	925	1,615
Pasivo por arrendamiento	2,378			
Préstamos bancarios.....	55,351	10,352	—	—
Salarios y contribuciones sociales por pagar.....	4,161	6,348	2,540	2,387
Impuesto a la utilidad por pagar	19,468	22,429	1,401	5,454
Otros impuestos y regalías por pagar.....	6,520	6,515	6,287	5,846
Cuentas por pagar y otras cuentas por pagar.....	64,021	84,334	20,990	24,32

	Sucesor		Predecesor	
	Al 31 de marzo de 2019 No auditados	Al 31 de diciembre de 2018	Al 31 de diciembre de 2017	Al 1 de enero de 2017
	(cifras en miles de US$, excepto por acciones e información por acción)			
Total pasivos corrientes	**155,642**	**134,118**	**32,143**	**39,629**
Total pasivos	**640,109**	**606,486**	**81,570**	**97,131**
Total capital contable y pasivos	**1,161,722**	**1,086,14**	**361,871**	**370,491**
Dividendos y Acciones				
Número de acciones	75,909,317	70,409,31	95,443,572	95,443,572
Dividendos declarados	—	---	6,733[2]	—
Dividendos declarados por acción	—	---	0.07[2]	—

[1] Acciones de PELSA, como Predecesor de la Compañía.
[2] Dividendos declarados por PELSA, como Predecesora de la Compañía.

Estado de resultados y otros resultados integrales consolidado

	Sucesor	Predecesor	Sucesor	Predecesor	
	Por el periodo de tres terminado el 31 de marzo de 2019 No auditados	Por el periodo de tres meses terminado el 31 de marzo de 2018 No auditados	Por el periodo del 4 de abril de 2018 al 31 de diciembre de 2018	Por el periodo del 1 de enero del 2018 al 3 de abril de 2018	Por el año terminado el 31 de diciembre de 2017
	(cifras en miles de US$, excepto por acciones e información por acción)				
Ingresos por ventas a clientes	93,727	44,463	331,336	44,463	198,075
Costo de venta	65,713	(38,623)	(212,581)	(38,623)	(174,401)
Utilidad bruta	**28,014**	**5,840**	**118,755**	**5,840**	**23,674**
Gastos de ventas	(5,695)	(3,091)	(21,341)	(3,091)	(13,264)
Gastos generales y de administración	(8,705)	(1,466)	(24,202)	(1,466)	(6,774)
Gastos de exploración	(126)	(134)	(637)	(134)	(1,049)
Otros ingresos operativos	627	1,240	2,699	1,240	17,802
Otros gastos operativos	(2,118)	(135)	(18,097)	(135)	(5,125)
Recuperación de deterioro de propiedad, planta y equipo	---	—	---	—	5,290
Utilidad de operación	**11,997**	**2,254**	**57,177**	**2,254**	**20,554**
Ingresos por intereses	75	239	2,532	239	166
Gastos por Intereses	(5,817)	(23)	(15,746)	(23)	(18)
Otros resultados financieros	(14,228)	(1,159)	(22,920)	(1,159)	(436)
Resultados financieros, netos	**(19,970)**	**(943)**	**(36,134)**	**(943)**	**(288)**
Utilidad antes de impuestos	**(7,973)**	**1,311**	**21,043**	**1,311**	**20,266**
Impuesto a la utilidad	(3,069)	(4,615)	(35,450)	(4,615)	(15,956)

corriente					
(Gasto)/ beneficio por impuesto a la utilidad diferido	(2,636)	(3,345)	(11,975)	(3,345)	9,595
Gasto por impuesto a la utilidad	**(5,705)**	**(7,960)**	**(47,425)**	**(7,960)**	**(6,361)**
(Pérdida)/ utilidad neta del periodo / ejercicio	**(13,678)**	**(6,649)**	**(26,382)**	**(6,649)**	**13,905**
Otros resultados integrales	---				
Otros resultados integrales que no serán reclasificados a resultados en periodos posteriores	---				
- Pérdida por remedición relacionada con planes de beneficios definidos	---	(89)	(3,565)	(89)	(355)
- Beneficio por impuesto a la utilidad diferido	---	22	891	22	124
Otros resultados integrales que no serán reclasificados a resultados a resultados en periodos posteriores	---	(67)	(2,674)	(67)	(231)
Otros resultados integrales del periodo / ejercicio, netos de impuestos	**---**	**(67)**	**(2,674)**	**(67)**	**(231)**
Total resultados integrales del periodo/ejercicio	**(13,678)**	**(6,716)**	**(29,056)**	**(6,716)**	**13,674**
(Pérdida)/Ganancia por acción atribuible a los accionistas de la Compañía	---				
Acción básica (En US$ por acción):	(0.19)	(0.07)	(0.37)	(0.07)	0.14
Acción diluida (En US$ por acción):	(0.19)	(0.07)	(0.37)	(0.07)	0.14
Otra información financiera					
EBITDA ajustado	**37,135**	**16,966**	**146,347**	**16,966**	**78,541**
Margen de EBITDA ajustado	**0.40**	**0.38**	**0.44**	**0.38**	**0.40**

(1) Calculamos el EBITDA ajustado como utilidad (pérdida) por el periodo / ejercicio más gastos de impuesto sobre la renta, resultados financieros, netos, depreciación, deterioro, amortización, costos transaccionales relacionados con las combinaciones de negocio, gastos de reestructura y deterioro de propiedad, planta y equipo. Incluimos un EBITDA ajustado ya que consideramos que les proporciona a los inversionistas una medida adicional respecto del desempeño financiero de nuestras operaciones base que facilita una comparación entre cada periodo en una base consistente. Nuestra administración utiliza el EBITDA Ajustado, entre otras medidas, para llevar a cabo planeación interna y para propósitos de cálculo de desempeño. El EBITDA Ajustado no es una medida de liquidez o de desempeño operativo conforme a las NIIF y no deberá ser considerado como una alternativa a las ganancias netas, ganancias operativas o flujos de caja proporcionados por actividades operativas (en cada caso, como se determine conforme a las NIIF). El EBITDA ajustado, calculado por nosotros, podría no ser comparable con medidas con nombres similares reportadas por otras compañías.

(2) Hemos calculado el margen de EBITDA Ajustado dividiendo el EBITDA Ajustado entre los ingresos por ventas a clientes.

La siguiente tabla muestra la conciliación de EBITDA Ajustado, Margen de EBITDA Ajustado y Deuda Neta:

	Sucesor	Predecesor	Sucesor	Predecesor	
	Por el periodo de tres meses terminado el 31 de marzo de 2019 No auditados	Por el periodo de tres meses terminado el 31 de marzo de 2018 No auditados	Por el periodo del 4 de abril de 2018 al 31 de diciembre de 2018	Por el periodo del 1 de enero del 2018 al 3 de abril de 2018	Por el año terminado el 31 de diciembre de 2017
	(cifras en miles de US$, excepto por márgenes)				
(Pérdida) utilidad del periodo/año	(13,678)	(6,649)	(26,382)	(6,649)	13,905
Gasto por impuesto a la utilidad	5,705	7,960	47,425	7,960	6,361
Resultados financieros, netos	19,970	943	36,134	943	288
Depreciación, agotamiento y amortización	24,471	14,712	74,772	14,712	63,277
Gastos relacionados con la combinación de negocios	---	---	2,380	—	—
Gastos de reestructuración	667	---	12,018	—	—
Recupero de deterioro de propiedad, planta y equipos	---	—	---	—	(5,290)
EBITDA Ajustado	**37,135**	**16,966**	**146,347**	**16,966**	**78,541**
Ingresos por contratos con clientes	93,727	44,463	331,336	44,463	198,075
Margen de EBITDA Ajustado	**0.40**	**0.38**	**0.44**	**0.38**	**0.40**

	Sucesor	
	Al 31 de marzo de 2019	Al 31 de diciembre de 2018
	(en miles de US$)	
Deuda corriente y no corriente	335,218	304,767
Efectivo, balance bancario y otras inversiones a corto plazo	87,538	80,908
Deuda neta	**247,680**	**223,859**

Resumen de Información Financiera Proforma Condensada No Auditada

La siguiente tabla incluye un resumen de información financiera proforma por el periodo finalizado el 31 de diciembre de 2018. Hemos obtenido el resumen de información financiera proforma condensada por el periodo finalizado el 31 de diciembre de 2018 de nuestros estados de resultados proforma condensados consolidados por el periodo finalizado el 31 de diciembre de 2018. Los estados de resultados proforma condensados consolidados han sido preparados para dar efectos proforma a la Combinación Inicial de Negocios como si dichas adquisiciones hubieran ocurrido el 1 de enero de 2018.

El resumen de información financiera proforma que se presenta más adelante deberá ser leído en conjunto con la sección "*LA OFERTA – Resumen de información financiera proforma condensada no auditada", "COMENTARIOS Y ANÁLISIS DE LA ADMINISTRACIÓN SOBRE LA SITUACIÓN FINANCIERA Y LOS RESULTADOS DE OPERACIÓN*", así como con los Estados Financieros y los Estados Financieros Complementarios incluidos en el presente prospecto.

La siguiente tabla muestra la reconciliación de nuestro EBITDA Ajustado proforma y nuestro Margen de EBITDA Ajustado proforma:

	Por el periodo terminado el 31 de diciembre de 2018
Pérdida proforma del año	(9,520)
Más:	
Gasto por impuesto sobre la renta proforma	58,153
Resultados financieros proforma, netos	34,011

	Por el periodo terminado el 31 de diciembre de 2018
Depreciación, agotamiento y amortización	99,861
Gasto por reestructura proforma	12,018
Pérdida proforma por deterioro de propiedades, planta y equipo	435
EBITDA Ajustado proforma	**194,958**
Ingreso por ventas a clientes	435,656
Margen de EBITDA Ajustado proforma	44.8%

El EBITDA ajustado y el margen EBITDA fueron superiores a los niveles proyectados para el 2018, los cuales eran de US$190.0 millones y 43%, respectivamente.

Reservas Históricas y Datos Operativos

Datos de Reservas

La siguiente tabla incluye información resumida acerca de las reservas de los activos que tenemos en Argentina conforme al Reporte de Reservas al 31 de diciembre de 2018. Las reservas que se incluyen a continuación fueron calculadas según sus respectivos porcentajes de participación al 31 de diciembre del 2018, incluyendo el 100% de las concesiones en Entre Lomas, Agua Amarga, Bajada del Palo Oeste y Bajada del Palo Este, el 10% en Coirón Amargo Sur Oeste, el 55% en Coirón Amargo Norte, el 1.5% en Acambuco, el 100% en JDM y el 100% en 25 de Mayo-Medanito. Las regalías a ser pagadas a las provincias no han sido deducidas de los volúmenes reportados dado que prácticamente todas nuestras reservas se encuentran actualmente en Argentina y, de acuerdo con las leyes argentinas, las regalías constituyen un impuesto a la producción pagadero en efectivo (y no otorgan a las provincias un interés directo en dicha producción para celebrar contratos de producción o venta de forma independiente). Contabilizamos las regalías como parte del costo de ventas.

Consideramos que nuestros estimados de los volúmenes restantes de reservas probadas de petróleo y gas recuperables son razonables y dichos estimados han sido preparados de conformidad con las reglas de la SEC y *los Accounting Standards Codification Topic 932*, con sus modificaciones. En consecuencia, los precios del petróleo crudo utilizados para determinar las reservas probadas fueron el precio promedio durante el periodo de 12 meses anterior a la fecha de cierre de los informes del 31 de diciembre de 2018 y 2017 y del 1 de enero de 2017, determinado como un promedio aritmético no ponderado del precio del primer día del mes para cada mes dentro de dichos periodos. Adicionalmente, debido a que no existen precios de referencia en el mercado de gas natural en Argentina, utilizamos los precios promedio del gas realizado durante el año para determinar nuestras reservas de gas. Para mayor información, véase la Nota 35 de nuestros Estados Financieros.

Información sobre la cantidad de reservas para el año terminado el 31 de diciembre de 2018

		Total por producto			
	Total	**Argentina**		**México[6]**	
Reservas probadas, desarrolladas y no desarrolladas en MMboe:	Todos los productos	Petróleo crudo, condensado y NGL (MMbbl)[4]	Consumo más ventas de gas natural (MMboe) [5]	Petróleo crudo, condensado y NGL (MMbbl)	Consumo más ventas de gas natural (MMboe)
Inicio del año[1]	**52.2**	**32.6**	**19.6**	—	—
Revisión de estimaciones previas	—	—	—	—	—
Mejora en recuperación	—	—	—	—	—
Adquisiciones	—	—	—	—	—
Extensiones y descubrimientos[2]	15.0	7.2	7.8	—	—
Producción[3]	(9.6)	(5.6)	(4.0)	—	—
Ventas de activos	—	—	—	—	—
Fin del año	**57.6**	**34.2**	**23.4**	—	—

(1) Los volúmenes técnicos probados al 31 de diciembre de 2017 se basan en la participación activa de las entidades y activos adquiridos en la Combinación Inicial de Negocios.
(2) Incluye reservas probadas de los desarrollos realizados por Vista desde el 4 de abril de 2018 en la concesión no convencional Coirón Amargo Sur Oeste y el desarrollo no convencional en Bajada del Palo Oeste. También incluye el desarrollo de reservas convencionales de gas natural en la formación Lotena en Bajada del Palo Oeste. Las extensiones incluyen las reservas adicionales de petróleo crudo, condensado y gas natural derivadas de la concesión de explotación no convencional a 35 años otorgada el 21 de diciembre de 2018 y que vence en diciembre de 2053 en las concesiones Bajada del Palo Oeste y Bajada del Palo Este.
(3) Incluye la producción de las entidades y activos adquiridos en la Combinación Inicial de Negocios en función de su participación en el negocio desde el 1 de enero de 2018 hasta el 3 de abril de 2018, y la producción de Vista en función de nuestra participación en el negocio desde el 4 de abril de 2018 hasta el 31 de diciembre de 2018.

(4) Nuestros volúmenes de hidrocarburos líquidos incluyen petróleo crudo, condensado y NGL (LPG y gasolina natural). No incluimos cifras separadas para las reservas de NGL porque representaban menos del 5.2% y 3.1% de nuestras reservas probadas desarrolladas y no desarrolladas al 1 de enero de 2018 y al 31 de diciembre de 2018, respectivamente.
(5) El consumo de gas natural representó el 27,2% del total de reservas de gas natural (consumo más ventas de gas natural) al 1 de enero de 2018 y el 16,9% al 31 de diciembre de 2018.
(6) Menos de 1 MMboe.

Información sobre la cantidad de reservas para el año terminado el 31 de diciembre de 2017[1]

	Total	Total por producto			
		Argentina		México	
Reservas Probadas y no probadas MMboe:	Todos los productos	Petróleo crudo, condensado y NGL (MMbbl)[2]	Consumo más ventas de gas natural (MMboe)[3]	Petróleo crudo, condensado y NGL (MMbbl)	Consumo más ventas de gas natural (MMboe)
Inicio del año	**58.8**	**39.7**	**19.1**	—	—
Revisión de estimaciones previas	3.4	(1.2)	**4.6**	—	—
Mejora en recuperación	—	—	—	—	—
Adquisiciones	—	—	—	—	—
Extensiones y descubrimientos	—	—	—	—	—
Producción	(10.0)	(5.9)	(4.1)	—	—
Ventas de activos	—	—	—	—	—
Fin de año	**52.2**	**32.6**	**19.6**	—	—

(1) Los volúmenes técnicos probados al 31 de diciembre de 2016 y 2017 se basan en la participación de las entidades y activos adquiridos en la Combinación Inicial de Negocios.
(2) No incluimos cifras separadas para las reservas de NGL porque representaban menos del 4.8% y 5.2% de nuestras reservas probadas desarrolladas y no desarrolladas al 1 de enero de 2017 y al 31 de diciembre de 2017, respectivamente.
(3) El consumo de gas natural representó el 30,9% del total de reservas de gas natural (consumo más ventas de gas natural) al 1 de enero de 2017 y el 27,2% al 31 de diciembre de 2017.

Resultados de Producción y otros Datos Operativos

La siguiente tabla incluye información resumida no auditada acerca de los volúmenes históricos de producción de petróleo y gas natural, así como otros datos operativos relevantes respecto a los activos que tenemos en Argentina. Los volúmenes de producción históricos y los demás datos operativos y financieros relevantes que se incluyen a continuación fueron calculados a sus respectivos porcentajes de participación, incluyendo el 100% de las concesiones en Entre Lomas, Agua Amarga, Bajada del Palo Oeste y Bajada del Palo Este, el 10% en Coirón Amargo Suroeste, el 55% en Coirón Amargo Norte, el 1.5% en Acambuco, el 100% en JDM, el 100% en 25 de Mayo-Medanito y 90% en Águila Mora, en cada caso para los periodos que se indican. Las regalías a ser pagadas a las provincias no han sido deducidas de los volúmenes de reservas probadas, dado que prácticamente todas nuestras reservas se encuentran actualmente en Argentina y, de acuerdo con las leyes argentinas, las regalías constituyen un impuesto a la producción pagadero en efectivo (y no otorgan a las provincias un interés directo en dicha producción para realizar actividad ni venta de forma independiente). Contabilizamos las regalías como parte del costo de ventas.

	Sucesor		Predecesor	
	Periodo de tres meses terminado el 31 de marzo de	Periodo del 4 de abril al 31 de diciembre de	Periodo del 1 de enero al 3 de abril de	Año terminado el 31 de diciembre de
	2019	2018		2017
Volúmenes de Producción Brutos:[2]				
Petróleo (MMbbl)	1.4	4.0	0.5	2.4
Gas (Bncf)	5.0	14.0	2.7	9.8
Líquidos del Gas Natural (MMbbl)	0.1	0.2	0.1	0.2
Total (MMboe)	2.3	6.7	1.1	4.4
Producción promedio neta (boe/d)	25,693	24,425	11,583	12,032
Precio promedio de venta efectivo:[2]				
Petróleo (US$/bbl)	56.7	67.2	60.8	60.7
Gas (US$/Mmbtu)	3.7	4.6	4.1	4.5
Líquidos del Gas Natural (US$/bbl)	23.52	34.17	29.74	23.26

	Sucesor		Predecesor	
	Periodo de tres meses terminado el 31 de marzo de	Periodo del 4 de abril al 31 de diciembre de	Periodo del 1 de enero al 3 de abril de	Año terminado el 31 de diciembre de
	2019	2018		2017
Precio efectivo promedio de venta (US$/boe)	40.5	49.3	42.7	45.1
Costo unitario promedio (US$/boe):				
Gastos operativos	12.0	12.8	17.6	17.6
Regalías[3]	6.4	7.5	6.5	6.4
Depreciación, deterioro y amortización	10.6	11.1	13.6	13.9
Otros datos (en miles de US$)				
Gastos operativos	27,769	86,245	18,367	77,461
Regalías[3]	14,799	50,323	6,795	28,163
Depreciación, deterioro y amortización	24,471	74,772	14,194	61,211

[1] Medido con base en nuestra participación en el negocio. No hubo producción debida a otros durante los periodos aplicables. La producción de petróleo se compone de la producción de petróleo crudo, condensado y gasolina natural. La producción de gas natural excluye el consumo de gas natural. La producción de NGL comprende la producción de propano y butano (LPG) y excluye la gasolina natural. Nuestra producción de gasolina natural se mezcla y se vende con nuestra producción de petróleo crudo y condensado y representa menos del 0.05% de nuestra producción diaria promedio.

[2] Para los periodos que terminan en o antes del 3 de abril de 2018, calculamos nuestro precio de venta promedio realizado por bbl de petróleo, por MMBtu de gas natural, por tonelada de NGL y por boe de producción total, dividiendo nuestros ingresos totales de petróleo, gas natural, NGL y producción total para el periodo en cuestión, respectivamente, por la producción de petróleo, gas natural, NGL y producción total de dicho periodo, respectivamente. Para los periodos siguientes, calculamos nuestro precio de venta promedio realizado (i) por bbl de petróleo dividiendo nuestros ingresos totales de petróleo para el periodo entre el volumen de petróleo vendido en dicho periodo, (ii) por MMBtu de gas natural y por tonelada de NGL multiplicando el precio de venta mensual ponderado por cliente por el volumen de ventas mensual correspondiente en cada mes, dividido por el volumen total vendido durante el periodo en cuestión y (iii) por el volumen de ventas de petróleo total dividiendo nuestros ingresos totales del periodo en cuestión entre la totalidad de la producción de ese periodo en ese mismo periodo.

[3] Calculamos los costos unitarios promedio por boe dividiendo los gastos de operación, regalías o depreciación, agotamiento y amortización para el periodo correspondiente, por la producción promedio diaria multiplicada por los días de cada periodo (365 días para 2017, 90 días para Período Predecesor 2018, 275 días para Periodo Sucesor 2018 y 90 días para el periodo de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2019).

[4] Medido con base en nuestra participación. Las regalías se aplican a la producción total de las concesiones, y se calculan aplicando la tasa de regalías aplicable a la producción, después de descontar ciertos gastos para que el valor del metro cúbico de petróleo crudo, gas natural y gas licuado a un precio de boca de pozo.

Información Financiera de la Sucursal Argentina APCO (actualmente APCO Oil & Gas S.A.U.)

Estados de Situación Financiera

	Al 3 de abril de 2018	Al 31 de diciembre de 2017	Al 1 de enero de 2017
	(cifras en miles de US$)		
Activos			
Activos no corrientes			
Propiedad, planta y equipos	73,741	78,078	85,943
Activos intangibles	76	101	124
Crédito mercantil y otras cuentas por cobrar	24	29	130
Total activos no corrientes	**73,841**	**78,208**	**86,197**
Activos corrientes			
Inventarios	1,977	1,191	1,213
Otros activos financieros	—	19	—
Cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar	14,798	12,266	36,559
Efectivo y equivalentes de efectivo	6,755	7,241	9,033
Total activos corrientes	**23,530**	**20,717**	**46,805**
Total activos	**97,371**	**98,925**	**133,002**

	Al 3 de abril de 2018	Al 31 de diciembre de 2017	Al 1 de enero de 2017
Cuenta con Casa Matriz y pasivo			
Cuenta con Casa Matriz			
Aportes Casa Matriz	14,457	14,457	14,457
Cuenta operativa con Casa Matriz	65,156	65,156	89,885
Pérdidas acumuladas	(7,704)	(6,265)	(6,265)
Otros resultados integrales acumulados (pérdida)	(880)	(880)	(587)
Total cuenta con la casa matriz	**71,029**	**72,468**	**97,490**
Pasivos			
Pasivo no corriente			
Pasivos por impuesto diferidos, netos	5,764	4,358	10,554
Provisiones	5,778	5,796	5,116
Obligación por planes de beneficios definidos, neta	1,514	1,473	1,372
Salario y contribuciones sociales por pagar	—	—	4
Total pasivo no corriente	**13,056**	**11,627**	**17,046**
Pasivos corrientes			
Provisiones	278	300	232
Préstamos bancarios	—	—	3,978
Salarios y contribuciones sociales por pagar	564	828	776
Impuesto a la utilidad por pagar	4,449	4,390	1,162
Otros impuestos y regalías por pagar	1,071	1,081	1,785
Cuentas por pagar y otras cuentas por pagar	6,924	8,231	10,533
Total pasivos corrientes	**13,286**	**14,830**	**18,466**
Total pasivos	**26,342**	**26,457**	**35,512**
Total cuenta con Casa Matriz y pasivos	**97,371**	**98,925**	**133,002**

Estados de resultados y otros resultados integrales

	Por el periodo del 1 de enero de 2018 al 3 de abril de 2018	Por el año terminado el 31 de diciembre de 2017
	(cifras en miles de US$)	

	Por el periodo del 1 de enero de 2018 al 3 de abril de 2018	Por el año terminado el 31 de diciembre de 2017
	(cifras en miles de US$)	
Ingresos por ventas a clientes	17,690	66,059
Costo de ventas		
Fluctuación del inventario del petróleo crudo	786	(22)
Gastos operativos	(6,868)	(32,261)
Depreciación, deterioro y amortización	(5,614)	(18,506)
Regalías	(2,909)	(11,371)
Utilidad bruta	**3,085**	**3,899**
Gasto de ventas	(789)	(3,302)
Gastos generales y de administración	(1,154)	(4,909)
Gastos de exploración	(26)	(148)
Pérdida por deterioro de propiedad, planta y equipo	(435)	(1,080)
Otros ingresos operativos	588	5,165
Otros gastos operativos	—	(69)
Utilidad/(pérdida) de operación	**1,269**	**(444)**
Ingresos por intereses	5	629
Gastos por intereses	(28)	(811)
Otros resultados financieros	128	3,541
Resultados financieros, netos	**105**	**3,359**
Utilidad antes de impuestos	**1,374**	**2,915**
Gastos de impuesto a la utilidad	(2,813)	(3,642)
Pérdida del periodo/ejercicio	**(1,439)**	**(727)**
Otros resultados integrales		
Otros resultados integrales que no serán reclasificados a resultados en periodos posteriores		
-Pérdida por remedición relacionada con planes de beneficios definidos	—	(332)
- Beneficio por impuesto a la utilidad diferido	—	39
Otros resultados integrales que no serán reclasificados a resultados en periodos posteriores	—	**(293)**
Otros resultados integrales del periodo/ejercicio, neto del impuesto a la utilidad	—	**(293)**
Total resultados integrales del periodo/ejercicio	**(1,439)**	**(1,020)**

Información Financiera Combinada de Ingresos y Costos Operativos Directos de JDM y 25 de Mayo-Medanito

	Periodo del 1 de enero de 2018 al 3 de abril de 2018	Año terminado el 31 de diciembre de 2017
	(cifras en miles de US$)	
Ingresos	39,796	150,867
Gastos operativos directos	(18,213)	(78,674)
Ingresos en exceso a los costos operativos directos	**21,583**	**72,193**

FACTORES DE RIESGO

Usted debe considerar cuidadosamente los siguientes factores de riesgo al evaluarnos a nosotros y a nuestro negocio antes de comprar nuestras Acciones Serie A. En este sentido, debe considerar los riesgos relacionados con una inversión en empresas que operan en Argentina, México y, en general, América Latina, para las cuales hemos incluido información en esta sección de factores de riesgo; en el entendido que dicha información se encuentra disponible públicamente. En general, la inversión en valores de emisoras cuyas operaciones están localizadas en países de mercados emergentes como Argentina y México implica un mayor grado de riesgo que la inversión en valores de emisoras cuyas operaciones están localizadas en Estados Unidos u otros países con economías más desarrolladas. Si alguno de los riesgos discutidos en este prospecto se materializara realmente, solo o junto con riesgos e incertidumbres adicionales que actualmente no conocemos, o que actualmente consideramos inmateriales, nuestro negocio, condición financiera, resultados de operación y perspectivas podrían verse afectados materialmente de manera adversa. Si esto sucediera, el valor de nuestras Acciones Serie A o de los ADS podría disminuir, y usted podría perder toda o parte de su inversión. Al determinar si desea invertir, también debe referirse a la otra información contenida en este prospecto, incluyendo los Estados Financieros y los Estados Financieros Complementarios y las notas relacionadas con los mismos. También debe revisar cuidadosamente las declaraciones de precaución a las que se hace referencia en la sección "ESTIMACIONES FUTURAS" de este prospecto. Nuestros resultados reales podrían diferir materialmente y de manera adversa de los anticipados en este prospecto.

Riesgos relacionados con nuestro negocio e industria

La industria de petróleo y gas está sujeta a riesgos económicos y operacionales particulares.

Las actividades de E&P de petróleo y gas están sujetas a riesgos operativos específicos y/o económicos de la industria, algunos de los cuales están fuera de nuestro control, como los riesgos de producción, equipo y transporte, así como los desastres naturales y otras incertidumbres, incluyendo los relacionados con las características físicas de los yacimientos de petróleo o de gas natural. Nuestras operaciones pueden ser restringidas, retrasadas o canceladas debido a condiciones climáticas adversas, dificultades mecánicas, escasez o retrasos en la entrega de equipos, cumplimiento de las regulaciones gubernamentales, incendios, explosiones, estallidos, fallas en tuberías, formaciones presurizadas anormalmente y riesgos medioambientales, tales como derrames de petróleo, fugas de gas, rupturas o descargas de gases tóxicos. Además, operamos en áreas políticamente sensibles donde la población local u otras partes interesadas tienen intereses que de vez en cuando pueden entrar en conflicto con nuestros objetivos de producción o desarrollo. Si estos riesgos se materializan, podríamos sufrir pérdidas operacionales sustanciales, interrupciones en nuestras operaciones y/o daños a nuestra reputación. Además, si ocurre algún incidente operativo que afecte a las comunidades locales y a las comunidades étnicas en áreas cercanas, necesitaremos incurrir en costos y gastos adicionales para remediar las áreas afectadas y/o para compensar cualquier daño que podamos causar. Estos costos adicionales podrían tener un impacto negativo en la rentabilidad de los proyectos que decidamos emprender. Adicionalmente, la perforación puede no ser rentable, no sólo con respecto a los pozos secos, sino también con respecto a los pozos que son productivos pero que no producen suficientes ingresos para generar ganancias después de que se consideren los costos de perforación, operación y otros.

Estamos expuestos a los efectos de las fluctuaciones en los precios internacionales del petróleo y el gas.

Los precios internacionales del petróleo y del gas han fluctuado significativamente en los últimos años y se espera que sigan fluctuando en el futuro. Por ejemplo, el precio del índice de referencia de Brent ha fluctuado significativamente durante 2015, 2016 y 2017, con precios promedio de US$53.50/bbl, US$45.13/bbl y US$54.75/bbl, respectivamente. Durante junio de

2017, el precio promedio fue de US$47.55/bbl, y en diciembre de 2017 fue de US$64.09/bbl. Durante el año terminado el 31 de diciembre del 2018, el precio promedio fue de US$72.18/bbl. Durante el periodo de tres meses terminado el 31 de marzo de 2019, el precio promedio fue de US$63.83/bbl.

Los factores que afectan los precios internacionales del petróleo crudo y productos derivados incluyen: los acontecimientos políticos en las regiones productoras de petróleo crudo, en particular en Medio Oriente; la capacidad de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (la "OPEP") y de otras naciones productoras de petróleo crudo para fijar y mantener los niveles de producción y precios; la oferta y la demanda mundial y regional de petróleo crudo, gas y productos afines; la competencia de otras fuentes de energía; las reglamentaciones de los gobiernos nacionales y extranjeros; las condiciones meteorológicas y los conflictos mundiales y locales o actos de terrorismo. Qatar dejó la OPEP el 1 de enero de 2019 y ha aumentado significativamente su capacidad de producción de gas natural en los últimos meses. No podemos predecir cómo influirán estas decisiones en los precios del petróleo y de los productos derivados del mismo ya que no tenemos control sobre estos factores. La volatilidad de los precios restringe la capacidad de los participantes de la industria para adoptar decisiones de inversión a largo plazo, dado que el rendimiento de las inversiones se vuelve impredecible.

Además, nuestro precio realizado del crudo depende de varios factores, tales como los precios internacionales del crudo, los márgenes de refinación internacionales, los costos de procesamiento y distribución, los precios de los biocombustibles, la fluctuación de divisas, la oferta y la demanda locales, los márgenes nacionales en la refinación, la competencia, los inventarios, los impuestos locales y los márgenes nacionales para nuestros productos, entre otros.

Una caída sustancial o prolongada en los precios internacionales del petróleo crudo y sus derivados, podría tener un efecto material adverso en nuestro negocio, resultados operativos y condición financiera; así como, en el valor de nuestras reservas y en el valor de mercado de nuestras Acciones Serie A o los ADS.

La volatilidad de los precios del petróleo y del gas podría perjudicar nuestros proyectos de inversión y planes de desarrollo.

En términos de inversiones, presupuestamos los gastos de capital relacionados con la exploración y desarrollo considerando, entre otros, los precios actuales y esperados del mercado local e internacional de nuestros productos de hidrocarburos.

Las caídas sustanciales o prolongadas en los precios internacionales del petróleo crudo o sus derivados pueden tener un impacto en nuestros planes de inversión. Asimismo, si los precios del crudo en el mercado interno bajan durante un periodo prolongado (o si los precios de ciertos productos no coinciden con los aumentos de costos), podríamos sufrir una disminución en la viabilidad económica de nuestros proyectos de perforación.

Adicionalmente, las caídas significativas en los precios del petróleo crudo y sus derivados podrían obligarnos a incurrir en gastos futuros por deterioro, reducir o alterar el plazo de nuestras inversiones de capital, lo cual podría afectar nuestras proyecciones de producción en el mediano plazo y nuestra estimación de reservas hacia el futuro.

Estos factores también podrían llevar a cambios en nuestros planes de desarrollo, lo que podría ocasionar una pérdida de reservas probadas desarrolladas y reservas probadas no desarrolladas, y, adicionalmente, podría afectar negativamente nuestra capacidad para mejorar nuestras tasas de recuperación de hidrocarburos, encontrar nuevas reservas, desarrollar recursos no convencionales y llevar a cabo algunos de nuestros otros planes de gastos de capital. A su vez, dicho cambio en las condiciones podría tener un efecto adverso en nuestra condición financiera y en los resultados de operación. Adicionalmente, podría tener un impacto en nuestras hipótesis y estimaciones operativas y, como resultado, afectar el valor de recuperación de ciertos activos.

Estamos expuestos a los efectos de las fluctuaciones y regulaciones en los precios internos del petróleo y el gas*.*

La mayor parte de nuestros ingresos en Argentina y en México se derivan de las ventas de petróleo crudo y gas natural, en donde el precio interno del petróleo crudo ha fluctuado en el pasado no sólo debido a los precios internacionales, sino también a los impuestos locales, las condiciones macroeconómicas y los márgenes de refinación.

Aunque la fluctuación en los precios del petróleo en Argentina y en México no ha reflejado perfectamente los cambios al alza o a la baja del precio internacional del petróleo, tales fluctuaciones han tenido un impacto en los precios locales para la comercialización del petróleo crudo. En caso de que el precio de referencia del crudo internacional descienda, y esto se refleje sustancialmente en el precio del mercado local del petróleo, lo cual está fuera de nuestro control, podría afectarse la viabilidad económica de nuestros proyectos, generando una pérdida de reservas como resultado de cambios en nuestros planes de desarrollo, nuestras hipótesis y estimaciones, y consecuentemente afectar el valor de recuperación de ciertos activos.

Adicionalmente, los precios que podemos fijar a nuestros productos de hidrocarburos se ven afectados por las regulaciones internas. Por ejemplo, el gobierno argentino ha adoptado una política orientada a la convergencia entre los precios internos del petróleo crudo, los productos afines y los precios de referencia internacionales de dichos productos. Esta convergencia se produjo finalmente durante la segunda mitad del año 2017. Sin embargo, tras la reciente liberalización del mercado interno, y debido a la crisis financiera iniciada en 2018 (tal como se explica en el inciso siguiente), el gobierno argentino introdujo derechos de exportación sobre todos los productos, incluidas las exportaciones de petróleo crudo y gas natural. En caso de que los precios internos de ciertos productos disminuyan, se mantengan y/o se impongan limitaciones a las exportaciones, nuestra capacidad para mejorar las tasas de recuperación en hidrocarburos, encontrar nuevas reservas y llevar a cabo otros planes de gastos de capital podría verse afectada negativamente, lo que a su vez podría tener un efecto adverso en nuestros resultados de operación.

Asimismo, en el contexto de las fluctuaciones del marcador de referencia Brent, el tipo de cambio y los precios de los biocombustibles, el Poder Ejecutivo argentino, a través de la Secretaría de Energía, suscribió, en mayo de 2018, un acuerdo de estabilización de precios con las principales refinerías en Argentina, que incluye una cuenta de compensación para estabilizar los precios de las estaciones de servicio en el mercado local en el corto plazo (el “Acuerdo de Refinerías"). La duración del Acuerdo de Refinerías se estableció para un periodo de ocho meses a partir del 1 de mayo de 2018. A través del Acuerdo de Refinerías, las tres refinerías más importantes de Argentina se comprometieron a no aumentar los precios del petróleo durante los meses de mayo y junio de 2018. Por otro lado, la Secretaría de Energía de Argentina se comprometió a traspasar a la cuenta compensadora la carga acumulada a la fecha de suscripción del Acuerdo de Refinerías (12% sobre el precio público de venta del crudo) y los ajustes necesarios derivados de las variaciones de los costos (crudo, tipo de cambio y precios de los biocombustibles) no traspasados a los precios de mayo y junio de 2018. Todo ello se ha calculado a partir de las fluctuaciones del precio del Brent en el mercado internacional, del tipo de cambio y de los precios de los biocombustibles. En virtud del Acuerdo de Refinerías, a partir de julio de 2018 y durante el periodo comprendido entre julio y diciembre de 2018, las refinerías estaban habilitadas a determinar los precios del petróleo si los ajustes realizados en función de las variaciones del marcador internacional Brent, y el tipo de cambio y los precios de los biocombustibles no eran suficientes para cubrir sus costos. En caso de que las refinerías no recuperen las variaciones de costos no transferidas a los precios durante la vigencia del Acuerdo de Refinerías, el Poder Ejecutivo argentino, a través de la Secretaría de Energía, asumió la obligación de hacer efectiva dicha recuperación antes del 31 de marzo de 2019. La Secretaría de Energía extendió la invitación para la celebración de este acuerdo a todas las empresas productoras y refinadores de hidrocarburos. Las empresas proveedoras se comprometieron a vender su producción de petróleo a determinados precios referidos al precio del marcador internacional Brent, con un mecanismo de compensación no definido en ese momento.

No obstante que nuestra expectativa es mantener sustancialmente nuestros precios internos con respecto a los que prevalecen en los mercados internacionales, no podemos asegurar que otros factores que también son considerados en la determinación de nuestros de precios, como los mencionados anteriormente, provoquen que nuestros precios locales no reflejen completamente los precios internacionales, afectando así nuestro negocio, resultados de operación y condición financiera.

Nuestros resultados de operación podrían verse afectados por las limitaciones en nuestra capacidad para aumentar los precios del petróleo y el gas.

Anteriormente, como resultado del desarrollo económico, político y regulatorio, los precios del petróleo crudo, el diésel y otros combustibles en Argentina han diferido significativamente de los mercados internacionales y regionales, y se ha puesto en duda la capacidad de aumentar o mantener dichos precios para ajustarse a las normas internacionales. Los precios internacionales del petróleo crudo y sus derivados han experimentado un descenso significativo desde la segunda mitad del año 2014.

El 11 de enero de 2017, la Secretaría de Energía, los productores y refinerías argentinas firmaron el "Acuerdo para la Transición a Precios Internacionales de la Industria Hidrocarburífera Argentina", estableciendo un cronograma de precios con el objetivo de que el barril de petróleo producido en Argentina alcance paridad con los precios internacionales durante el transcurso del año 2017. Este acuerdo (bajo el cual se estableció un sistema de determinación y revisión de precios para 2017) mantuvo su vigencia hasta el 31 de diciembre de 2017, habiendo logrado, con anterioridad a esa fecha, la convergencia de precios previamente mencionada. Por lo tanto, el entonces Ministerio de Energía y Minería notificó a las partes del acuerdo que, de conformidad con el artículo 9 de dicho acuerdo y a partir del 1 de octubre de 2017, los compromisos asumidos a través de dicho acuerdo serían suspendidos. A la fecha de este prospecto, los precios internos del crudo y combustible refinado en Argentina están determinados por las reglas de oferta y demanda.

Sin embargo, la reciente inestabilidad macroeconómica a la que se enfrentan los mercados emergentes y, en particular, Argentina, ha afectado al sector del petróleo y el gas. Entre el 2 de mayo de 2018 y el 1 de octubre de 2018, el valor del Peso Argentino se depreció de 20.9 a 38.7 Pesos Argentinos por cada Dólar de acuerdo con el tipo de cambio comprador publicado por el Banco de la Nación Argentina. El hecho de que los precios de los combustibles derivados del petróleo crudo al consumidor final en el mercado interno se fijen en moneda local y que las empresas refinadoras no hayan podido, en cierta medida, trasladar la devaluación del Peso Argentino a los distribuidores, han dado lugar a una reducción de los precios del petróleo crudo denominados en Dólares. Del mismo modo, si bien los precios del gas natural en Argentina están denominados en Dólares, las tarifas de los servicios pagados por los usuarios finales están denominadas en Pesos Argentinos, lo cual ha dado lugar a una reducción de los precios del gas natural denominado en Dólares, al no poder trasladarse el impacto de la devaluación del Peso Argentino al usuario final.

Adicionalmente, entre el 1 de mayo de 2018 y el 1 de octubre de 2018, el precio del Brent aumentó de aproximadamente US$73.1 a US$85.0 por barril. El 3 de septiembre de 2018, de conformidad con el Decreto No. 793/2018, el Gobierno argentino introdujo un derecho de exportación del 12% estableciendo que tal derecho de exportación no podrá exceder de 4 Pesos Argentinos por cada Dólar, reduciendo así la paridad de las exportaciones y afectando los precios del petróleo crudo en el mercado interno. Si bien los productores de petróleo han podido mantener los precios en Dólares relativamente estables durante el segundo, tercero y cuarto trimestre de 2018, no percibieron beneficios relativos en virtud del aumento en el precio del Brent, en el segundo y tercer trimestre de 2018 ni se han visto afectados por su disminución en el cuarto trimestre de 2018.

Anteriormente, el Gobierno mexicano ha impuesto controles de precios en las ventas de gas natural, líquidos del gas natural, gasolina, diésel, gasóleo para uso interno, petróleo, fuelóleo y otros productos. Aunque a la fecha de este prospecto, los precios de venta de la gasolina y el

diésel son determinados por el libre mercado, el Gobierno mexicano podría imponer controles adicionales de precios en el mercado interno en el futuro. No podemos asegurar que podremos mantener o aumentar el precio nacional de nuestros productos, y nuestra incapacidad para hacerlo podría afectar adversamente nuestras operaciones, flujos de caja y/o expectativas.

Nuestras operaciones están sujetas a una extensa y cambiante regulación en los países en los que operamos.

La industria del petróleo y el gas está sujeta a una amplia regulación y control por parte de los gobiernos en los que compañías como la nuestra realizan operaciones, incluyendo leyes, reglamentos y normas promulgadas por los gobiernos federales, estatales, provinciales y locales. Estas regulaciones se refieren a la adjudicación de áreas de exploración y desarrollo, controles de producción y exportación, requisitos de inversión, impuestos, controles de precios y aspectos ambientales, entre otros. En consecuencia, nuestro negocio depende en gran medida de las condiciones regulatorias y políticas prevalecientes en los países en los que operamos y de nuestros resultados de operación.

No podemos asegurar que los cambios en las leyes y en la regulación aplicable, o las interpretaciones judiciales o administrativas de dichas leyes y regulaciones, no afectarán adversamente nuestros resultados de operación. Del mismo modo, no podemos asegurar que las futuras políticas gubernamentales no afectarán negativamente a la industria del petróleo y el gas.

Tampoco podemos asegurar que las concesiones se extenderán en el futuro como resultado de la revisión por parte de las entidades controladoras de los planes de inversión presentados para su análisis o que no se impondrán requisitos adicionales para obtener prórrogas de permisos y/o concesiones.

Además, no se puede garantizar que las regulaciones o impuestos (incluyendo las regalías) promulgados por las Provincias o estados en los que operamos no entren en conflicto con las leyes y/o cualquier otra norma federal, y que dichos impuestos o regulaciones no afecten negativamente nuestros resultados de operación o nuestra condición financiera.

Argentina

La industria de hidrocarburos en Argentina está ampliamente regulada a nivel nacional, local y municipal en materias que incluyen el otorgamiento de permisos de exploración y concesiones de explotación, inversiones, regalías, controles de precios, restricciones a la exportación y obligaciones de suministro en el mercado interno. El Gobierno argentino está facultado para diseñar e implementar la política energética federal, y ha utilizado estos poderes antes para establecer restricciones a la exportación sobre la libre disposición de hidrocarburos y los ingresos de exportación e imponer aranceles a las exportaciones, para inducir a las empresas privadas a celebrar acuerdos de precios con el gobierno o, más recientemente, para imponer acuerdos de precios entre productores y refinerías o crear programas de incentivos fiscales para promover el aumento de la producción. Las controversias jurisdiccionales entre el gobierno federal y local no son poco comunes. Dichas controversias, restricciones a la exportación u otras medidas impuestas por las autoridades argentinas podrían tener un efecto material adverso en nuestros negocios futuros, situación financiera, resultados de operación, flujos de caja y/o prospectos y, como consecuencia, el valor de mercado de nuestras Acciones Serie A o ADS podría disminuir.

México

Nuestras licencias de E&P son válidas por 30 años y pueden renovarse por hasta dos períodos adicionales de hasta 5 años cada uno, sujeto a los términos y condiciones establecidos en los contratos respectivos. El poder y la autoridad para extender el plazo de los contratos existentes y futuros corresponde a la CNH. Bajo los contratos existentes, para que un contrato de licencia de E&P sea elegible para una extensión, el operador debe (i) cumplir con los términos de

dichos contratos, (ii) presentar una propuesta enmienda al plan de desarrollo y (iii) comprometerse a mantener una 'producción regular sostenida' en el periodo de extensión.

No podemos garantizar que la CNH renovará nuestros contratos en el futuro, basado en los planes de inversión que presentaremos a tal efecto, que dicha autoridad no impondrá requisitos adicionales para la renovación de dichos contratos, o que continuaremos teniendo una buena relación comercial con las nuevas y futuras administraciones.

Nuestro negocio requiere importantes inversiones de capital y costos de mantenimiento.

La industria del petróleo y el gas natural requiere grandes inversiones en bienes de capital. Realizamos y esperamos continuar realizando importantes inversiones de capital relacionadas con proyectos de desarrollo y adquisición, con el fin de mantener o incrementar el monto de nuestras reservas de hidrocarburos, incurriendo en importantes costos de mantenimiento.

Hemos financiado, y esperamos seguir financiando, nuestros gastos de capital con efectivo generado por las operaciones existentes y con los ingresos de esta oferta; sin embargo, nuestras necesidades de financiamiento pueden requerir que modifiquemos o aumentemos sustancialmente nuestra capitalización mediante la emisión de títulos de deuda o de capital o la venta de activos. No podemos garantizar que podremos mantener nuestros niveles actuales de producción, generar suficiente flujo de caja o que tendremos acceso a suficientes préstamos u otras alternativas de financiamiento para continuar con nuestras actividades de exploración, explotación y producción en los niveles actuales o superiores.

Además, la contratación de deuda adicional requeriría que una porción de nuestro flujo de caja proveniente de las operaciones sea utilizada para el pago de intereses y capital de nuestra deuda, reduciendo así nuestra capacidad de utilizar el flujo de caja proveniente de las operaciones para financiar capital de trabajo, gastos de capital y adquisiciones. El monto real y el calendario de nuestros futuros gastos de capital pueden diferir considerablemente de nuestras estimaciones como resultado de diversos factores, incluyendo los precios del petróleo y del gas natural; los resultados reales de las perforaciones; la disponibilidad de las plataformas de perforación y otros servicios y equipos; y los desarrollos regulatorios, tecnológicos y competitivos. Es posible que reduzcamos nuestros gastos reales de capital en respuesta a los menores precios de los productos básicos, lo que afectaría negativamente nuestra capacidad para aumentar la producción.

Si nuestros ingresos disminuyen como consecuencia de la disminución en los precios del petróleo y el gas natural, dificultades operativas, disminuciones en las reservas o por cualquier otra razón, es posible que tengamos una capacidad limitada para obtener el capital necesario para mantener nuestras operaciones a los niveles actuales. Si se necesita capital adicional, es posible que no podamos obtener financiamiento de deuda o capital en condiciones aceptables para nosotros. Si el flujo de caja generado por nuestras operaciones no es suficiente para cumplir con nuestros requerimientos de capital, la falta de obtención de financiamiento adicional podría resultar en una reducción de nuestras operaciones relacionadas con el desarrollo de nuestras propiedades. Esto, a su vez, podría conducir a una disminución en la producción, y podría afectar materialmente y de manera adversa nuestro negocio, nuestra situación financiera y los resultados de operación, y el valor de mercado de nuestras Acciones Serie A o ADS podría disminuir.

A menos que reemplacemos nuestras reservas existentes de petróleo y gas, el volumen de las mismas disminuirá con el tiempo.

La producción de yacimientos de petróleo y gas disminuye a medida que las reservas se agotan, con un rango de disminución que depende de las características de las reservas, y la cantidad disponible de reservas disminuye a medida que éstas se producen y consumen. El nivel futuro de las reservas de petróleo y gas, así como el nivel de producción y, por lo tanto, de nuestros ingresos y flujos de caja, dependen de nuestra capacidad para desarrollar las reservas actuales y para encontrar o adquirir reservas recuperables para ser desarrolladas. Es posible que

no podamos identificar yacimientos comercialmente explotables, completar o producir más reservas de petróleo y gas, y los pozos que planeamos perforar pueden no resultar en el descubrimiento o producción de petróleo o gas natural. Si no podemos reponer la producción, el valor de nuestras reservas disminuirá y nuestra condición financiera, los resultados de operación, el flujo de caja y el valor de mercado de nuestras Acciones Serie A y ADS podrían verse afectados negativamente.

Las estimaciones sobre las reservas de petróleo y gas se basan en supuestos que podrían ser inexactos*.*

La información al 31 de diciembre de 2018 relativa a nuestras Reservas Probadas deriva de estimaciones al 31 de diciembre del 2018, incluido en el Reporte de Reservas de 2018 preparado por GCA, un tercero experto. Aunque se clasifican como reservas probadas, las estimaciones de reservas establecidas en el Reporte de Reservas del 2018 se basan en ciertos supuestos que podrían ser incorrectos. Las suposiciones hechas por GCA incluyen los precios del petróleo y han sido determinadas de acuerdo con los lineamientos establecidos por la SEC, así como los gastos futuros y otras suposiciones económicas (incluyendo intereses, regalías e impuestos), según la información preparada por nosotros, en cada caso según lo establecido en el Reporte de Reservas 2018. Para obtener más información, consulte el Reporte de Reservas de 2018 que se adjunta como Anexo.

El proceso de estimación comienza con una revisión inicial de los activos por geofísicos, geólogos e ingenieros. Un especialista en reservas garantiza la integridad e imparcialidad de las estimaciones mediante la supervisión y el apoyo de los equipos técnicos encargados de preparar las estimaciones de la reserva. Mantenemos un equipo interno de ingenieros de petróleo y profesionales de geociencias que trabajan estrechamente con nuestros ingenieros de reservas independientes para asegurar la integridad, exactitud y puntualidad de los datos proporcionados a nuestros ingenieros de reservas independientes en su proceso de estimación y que tienen conocimiento de las propiedades específicas bajo evaluación. Nuestro Director de Operaciones es el principal responsable de supervisar la preparación de los estimados de nuestras reservas y del control interno de los estimados de nuestras reservas. La ingeniería de reservas es un proceso objetivo para estimar las acumulaciones en el subsuelo, pero implica un cierto grado de incertidumbre. Las estimaciones de las reservas dependen de la calidad de los datos de ingeniería y geología en la fecha de la estimación y de la manera en que se interpreta.

Muchos de los factores, supuestos y variables involucrados en la estimación de las Reservas Probadas están fuera de nuestro control y, con el tiempo, están sujetos a cambios. Por consiguiente, las medidas de las reservas no son precisas y están sujetas a revisión. Cualquier revisión a la baja en nuestras cantidades estimadas de Reservas Probadas podría tener un impacto adverso en nuestra condición financiera y en los resultados de operación y, en última instancia, tener un efecto material adverso en el valor de mercado de nuestras Acciones Serie A o ADS.

Adicionalmente, la ingeniería de reservas es un proceso subjetivo para estimar las acumulaciones de petróleo y gas que no se pueden medir con precisión, y las estimaciones de otros ingenieros pueden diferir considerablemente. Una serie de supuestos e incertidumbres son inherentes a la estimación de las cantidades que componen las Reservas Probadas de petróleo y gas, incluyendo la proyección de la producción, el tiempo y el monto de los gastos de desarrollo, las pruebas y la producción después de la fecha de las estimaciones, la calidad de los datos geológicos, técnicos y económicos disponibles y su interpretación y juicio, el rendimiento de la producción de los yacimientos, los desarrollos tales como las adquisiciones y disposiciones, los nuevos descubrimientos y ampliaciones de los yacimientos existentes, y la aplicación de técnicas mejoradas de recuperación y los precios del petróleo y del gas, muchos de los cuales se encuentran fuera de nuestro control y están sujetos a cambios con el tiempo. Por consiguiente, las medidas de las reservas no son precisas y están sujetas a revisión. Además, los resultados de las perforaciones, pruebas y producción después de la fecha estimada pueden requerir revisiones. La estimación de nuestras reservas de petróleo y gas se vería afectada si, por ejemplo, no

pudiéramos vender el petróleo y el gas natural que producimos. Además, la estimación de las Reservas Probadas de petróleo y reservas probadas de gas natural, basadas en la Resolución número 324/2006 de la Secretaría de Energía de Argentina y en la Resolución Número 69-E/2016 de la Secretaría de Recursos Hidrocarburíferos puede diferir de las normas exigidas por los reglamentos de la SEC. Véase "Marco Regulatorio del Petróleo y Gas en Argentina - Certificación de Reservas y Recursos en Argentina".

Como resultado, los estimados de reservas podrían ser materialmente diferentes de los montos que se extraen finalmente, y si dichos montos son significativamente menores que los estimados iniciales de reservas, podría resultar en un efecto material adverso en nuestro desempeño financiero, resultados operativos y el valor de mercado de nuestras Acciones Serie A y ADS.

Es posible que no podamos adquirir, desarrollar o explotar nuevas reservas lo cual podría afectar de manera adversa nuestra situación financiera y nuestros resultados de operación.

Nuestro éxito en el futuro depende en gran medida de nuestra capacidad para producir petróleo y gas a partir de las reservas existentes, y para descubrir y explotar reservas adicionales de petróleo y gas. A menos que tengamos éxito en nuestra exploración de las reservas de petróleo y gas, y en su desarrollo, o que de otra manera adquiramos reservas adicionales, nuestras reservas mostrarían una disminución general de petróleo y gas mientras continúe la producción de petróleo y gas. Las actividades de perforación también están sujetas a numerosos riesgos y pueden implicar esfuerzos no rentables, no sólo con respecto a los pozos secos sino también con respecto a los pozos que son productivos pero que no producen suficientes ingresos netos para obtener ganancias después de cubrir los costos de perforación y otros costos operativos. La terminación de un pozo no asegura el retorno de la inversión ni la recuperación de los costos de perforación, terminación y costos de operación.

No hay garantía de que nuestras futuras actividades de exploración y desarrollo tengan éxito, ni de que podamos implementar nuestro programa de inversión de capital para adquirir reservas adicionales, ni de que podamos explotar económicamente estas reservas. Dichos eventos afectarían adversamente nuestra condición financiera y los resultados de operación, y el valor de mercado de nuestras Acciones Serie A y ADS podría disminuir.

La falta de disponibilidad de transporte puede limitar nuestra posibilidad de aumentar la producción de hidrocarburos y puede afectar adversamente nuestra condición financiera y los resultados de las operaciones.

Nuestra capacidad para explotar nuestras reservas de hidrocarburos depende en gran medida de la disponibilidad de infraestructura de transporte en condiciones comercialmente aceptables para transportar los hidrocarburos producidos a los mercados en los que se venden. Generalmente, el petróleo es transportado por oleoductos y camiones cisterna hasta las refinerías, y el gas es transportado generalmente por gasoductos hasta los clientes. La falta de infraestructura de almacenamiento, o de cargos adecuados o alternativas, o de capacidad disponible en los sistemas de transporte de hidrocarburos de largo alcance existentes, puede afectar adversamente nuestra condición financiera y los resultados de las operaciones.

El desarrollo en la industria del petróleo y del gas y otros factores pueden resultar en reducciones sustanciales del valor de libros de algunos de nuestros activos, lo que podría afectar negativamente nuestra condición financiera y los resultados de nuestras operaciones.

Anualmente, o cuando las circunstancias lo requieren, evaluamos el valor contable de nuestros activos en busca de posibles pérdidas por deterioro. Nuestras pruebas de deterioro se realizan comparando el importe en libros de un activo individual o de una unidad generadora de efectivo con su importe recuperable. Cuando el importe recuperable de un activo individual o de

una unidad generadora de efectivo es inferior a su importe en libros, se reconoce una pérdida por deterioro del valor para reducir el importe en libros a su importe recuperable.

Los cambios económicos, regulatorios, comerciales o políticos en Argentina, México u otros mercados en los que operemos, tales como la liberalización de los precios de los combustibles y la disminución significativa de los precios internacionales del petróleo crudo y del gas en los últimos años, entre otros factores, pueden resultar en el reconocimiento de cargos por deterioro en algunos de nuestros activos.

Las perforaciones de exploración y desarrollo pueden no resultar en reservas productivas comerciales.

La perforación implica numerosos riesgos, incluyendo la posibilidad de no encontrar acumulaciones de petróleo o gas comercialmente productivos. El costo de perforar, completar y operar pozos es a menudo incierto y las operaciones de perforación pueden ser reducidas, retrasadas o canceladas, o pueden resultar más costosas, como resultado de una variedad de factores, incluyendo:

- condiciones de perforación inesperadas;

- presión inesperada o irregularidades en las formaciones;

- fallas de equipos o accidentes;

- retrasos en la construcción;

- accidentes o fallos en la estimulación de fracturas;

- condiciones climáticas adversas;

- acceso restringido a la tierra para la perforación o instalación de tuberías;

- defectos de título;

- falta de instalaciones disponibles para la recolección, transporte, procesamiento, fraccionamiento, almacenamiento, refinación o exportación;

- falta de capacidad disponible en las interconexiones de los gasoductos de transmisión;

- el acceso, el costo y la disponibilidad de los equipos, servicios, recursos y personal necesarios para completar nuestras actividades de perforación, terminación y operación; y

- demoras impuestas por o como resultado del cumplimiento de regulación ambiental y otros requisitos gubernamentales o regulatorios.

Nuestras actividades futuras de perforación podrían no ser exitosas y, si no lo son, nuestras reservas y producción probadas disminuirían, lo cual podría tener un efecto adverso en nuestros resultados futuros de operaciones y condición financiera. Mientras que toda perforación, ya sea de desarrollo, de extensión o exploratoria, implica estos riesgos, la perforación exploratoria y de extensión implica mayores riesgos de pozos secos o de no encontrar cantidades comerciales de hidrocarburos. Esperamos continuar registrando gastos de exploración y abandono durante el 2019.

Nuestras operaciones y actividades de perforación se concentran en áreas de alta actividad industrial como la cuenca neuquina en Argentina, lo que puede afectar nuestra capacidad de obtener el acceso al personal, equipos, servicios, recursos e instalaciones necesarios para completar nuestras actividades de desarrollo según lo planeado o resultar

en mayores costos; dicha concentración también nos hace vulnerables a los riesgos asociados con la operación en un área geográfica limitada.

Al 31 de marzo del 2019, la mayoría de nuestras propiedades productoras y el total de Reservas Probadas estimadas estaban concentradas geográficamente en la cuenca neuquina ubicada en Argentina. Una parte sustancial de nuestras operaciones y actividades de perforación se concentran en áreas de dichas cuencas donde la actividad de la industria es alta. Como resultado, la demanda de personal, equipos, energía, servicios y recursos puede aumentar en el futuro, así como los costos de estos artículos. Cualquier retraso o incapacidad para asegurar el personal, equipo, energía, servicios y recursos podría resultar en que la producción de petróleo, líquidos del gas natural y gas esté por debajo de nuestros volúmenes previstos. Además, cualquier efecto negativo en los volúmenes de producción, o aumentos significativos en los costos, podría tener un efecto material adverso en nuestros resultados de operación, flujo de caja y rentabilidad.

Como resultado de esta concentración, podemos estar desproporcionadamente expuestos al impacto de retrasos o interrupciones de las operaciones o de la producción en esta área causadas por factores externos tales como la regulación gubernamental, políticas estatales, limitaciones del mercado, escasez de agua y/o arena y/o condiciones climáticas extremas.

Nuestras operaciones dependen sustancialmente de la disponibilidad de agua y de nuestra capacidad para eliminarla de la producción obtenida de las actividades de perforación y producción. Las restricciones a nuestra capacidad para obtener agua o disponer de agua producida pueden tener un efecto material adverso en la condición financiera, resultados de operación y flujos de caja.

El agua es un componente esencial de los procesos de perforación y de fracturación hidráulica. Las limitaciones o restricciones en nuestra capacidad para asegurar cantidades suficientes de agua (incluyendo las limitaciones resultantes de causas naturales como la sequía), podrían afectar materialmente y de manera adversa nuestras operaciones. Las condiciones de sequía severa pueden resultar en que los distritos locales tomen medidas para restringir el uso del agua para la perforación y fracturación hidráulica, con el fin de proteger el suministro de agua local. Si no podemos obtener agua para utilizarla en nuestras operaciones de fuentes locales, es posible que sea necesario obtenerla de nuevas fuentes y transportarla a los sitios de perforación, lo que resultaría en un aumento en los costos, lo que podría tener un efecto material adverso en nuestra condición financiera, resultados de operación y flujos de caja.

Nuestro plan de negocios incluye futuras actividades de perforación para obtener petróleo y gas no convencionales y de no ser capaces de adquirir y utilizar correctamente las nuevas tecnologías necesarias, así como de obtener financiamiento y/o socios, nuestro negocio puede verse afectado.

Nuestra capacidad para ejecutar y llevar a cabo nuestro plan de negocios depende de nuestra capacidad para obtener financiamiento a un costo y condiciones razonables. Hemos identificado oportunidades de perforación y prospectos para futuras perforaciones relacionadas con reservas no convencionales de petróleo y gas, tales como el petróleo y gas *shale* en el bloque de Vaca Muerta. Estas oportunidades y prospectos de perforación representan la parte más importante de nuestros planes de perforación para el futuro. Nuestra capacidad para perforar y desarrollar nuestro plan de negocios en tales oportunidades depende de varios factores, incluyendo las condiciones estacionales, las aprobaciones regulatorias, las negociaciones de acuerdos con terceros, los precios de los productos básicos, los costos, la disponibilidad de equipos, servicios y personal, y los resultados de las perforaciones. Además, nuestras ubicaciones potenciales de perforación se encuentran en varias etapas de evaluación, que van desde ubicaciones que están listas para perforar hasta ubicaciones que requerirán un análisis adicional sustancial. No podemos predecir con antelación a la perforación y las pruebas si un lugar de perforación en particular producirá petróleo o gas natural en cantidades suficientes para recuperar los costos de perforación o terminación o para ser económicamente viable. El uso de tecnologías y el estudio de campos de producción en la misma zona no nos permitirá saber, con anterioridad a la

perforación y de forma concluyente si habrá petróleo o gas natural o, si hay, si habrá petróleo o gas natural en cantidades suficientes para ser económicamente viables. Incluso, si existen cantidades suficientes de petróleo o gas natural, podemos dañar la formación de hidrocarburos potencialmente productivos o experimentar dificultades mecánicas mientras perforamos o completamos el pozo, posiblemente resultando en una reducción en la producción del pozo o en el abandono del mismo. Si perforamos pozos adicionales que identificamos como pozos secos en nuestras ubicaciones de perforación actuales y futuras, nuestra tasa de éxito de perforación podría disminuir y perjudicar materialmente nuestro negocio. Además, las tasas de producción iniciales reportadas por nosotros u otros operadores pueden no ser indicativas de tasas de producción futuras o a largo plazo. Además, la perforación y explotación de dichas reservas de petróleo y gas depende de nuestra capacidad para adquirir la tecnología necesaria, contratar personal y/u otros recursos para la extracción, de la obtención de financiamiento y socios para desarrollar dichas actividades. Debido a estas incertidumbres, no podemos ofrecer ninguna garantía en relación con, la sustentabilidad de estas actividades de perforación, ni que dichas actividades de perforación eventualmente resultarán en Reservas Probadas, o que podremos cumplir con nuestras expectativas de éxito, lo cual podría afectar negativamente nuestros niveles de producción, condición financiera y resultados de operación.

La legislación sobre el cambio climático o las regulaciones que restringen las emisiones de gases de efecto invernadero ("GEI") y los marcos legales que promueven un aumento en la participación de las energías procedentes de fuentes renovables podrían tener un impacto significativo en nuestra industria y resultar en un aumento de los costos operativos y una reducción de la demanda de petróleo y gas natural que producimos*.*

En diciembre de 1993, Argentina aprobó la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático ("CMNUCC") mediante la Ley No. 24.295. La CMNUCC, que entró en vigor el 21 de marzo de 1994, permite estabilizar las concentraciones de GEI en la atmósfera a un nivel que impida interferencias antropogénicas peligrosas en el sistema climático.

El 16 de febrero de 2005 entró en vigor el Protocolo de Kioto de la CMNUCC (el “Protocolo”). Este Protocolo, tiene por objeto reducir las emisiones de GEI (dióxido de carbono, metano, óxido nitroso, hidrofluorocarbonos, perfluorocarbonos y hexafluoruro de azufre) en la atmósfera. Como consecuencia de la ratificación de la Enmienda de Doha al Protocolo, el mismo estará en vigor hasta 2020.

Argentina aprobó el Protocolo a través de la Ley No. 25.438 sancionada el 20 de junio de 2001, y la Enmienda de Doha a través de la Ley No. 27.137 sancionada el 29 de abril de 2015.

La Conferencia de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático de 2015 adoptó por consenso el Acuerdo de París. El acuerdo trata de las medidas de reducción de las emisiones de GEI, establece objetivos para limitar los aumentos de la temperatura global y exige a los países que revisen y "representen una progresión" en sus contribuciones determinadas a nivel nacional, que al menos establecen objetivos de reducción de emisiones. El 5 de octubre de 2016 se alcanzó el umbral para la entrada en vigor del Acuerdo de París. Los tratados internacionales, junto con una mayor conciencia pública en relación con el cambio climático, pueden dar lugar a una mayor regulación para reducir o mitigar las emisiones de gases de efecto invernadero. En virtud de la Ley No. 27.270, sancionada el 1 de septiembre de 2016, Argentina aprobó el Acuerdo de París.

Por otra parte, la Ley No. 26.190, modificada y complementada por la Ley No. 27.191 y sus decretos de aplicación, estableció un marco legal que promueve el aumento de la participación de las energías provenientes de recursos renovables en el consumo eléctrico en Argentina. Todos los usuarios de electricidad deben contribuir a este objetivo.

De acuerdo con la Ley No. 27.191, al 31 de diciembre de 2017, el 8% de la energía eléctrica consumida debe provenir de fuentes renovables, alcanzando el 20% al 31 de diciembre de 2025. Dicha Ley establece 5 etapas para alcanzar tal objetivo: (i) 8% para el 31 de diciembre de 2017; (ii) 12% para el 31 de diciembre de 2019; (iii) 16% para el 31 de diciembre de 2021; (iv) 18%

para el 31 de diciembre de 2023; y (v) 20% para el 31 de diciembre de 2025. Es en este marco que el Gobierno argentino lanzó los programas RenovAr.

Los efectos sobre la industria petrolera relacionados con el cambio climático y las regulaciones y regímenes resultantes que promueven fuentes de energía alternativas también pueden incluir la disminución de la demanda de nuestros productos a largo plazo. Cualquier efecto adverso material a largo plazo en la industria petrolera podría afectar negativamente los aspectos financieros y operativos de nuestro negocio, mismos que no podemos predecir con certeza en este momento.

El cumplimiento de las regulaciones relacionadas con el cambio climático, incluyendo las derivadas de la aplicación de los tratados internacionales puede, aumentar, en el futuro, el costo de operación y mantenimiento de nuestras instalaciones, establecer nuevos controles de emisiones en nuestras plantas y administrar y gestionar cualquier programa de emisiones de gases de efecto invernadero. La generación de ingresos y las oportunidades de crecimiento estratégico también pueden verse afectadas negativamente.

Los efectos sobre la industria petrolera relacionados con el cambio climático y las regulaciones resultantes también pueden provocar la disminución de la demanda de nuestros productos a largo plazo. Además, una mayor regulación en relación con la emisión de GEI puede crear mayores incentivos para el uso de fuentes de energía alternativas. Cualquier efecto adverso material a largo plazo en la industria petrolera podría afectar negativamente los aspectos financieros y operativos de nuestro negocio, que no podemos predecir con certeza en este momento.

El cambio climático podría afectar nuestros resultados de operación y estrategia.

El cambio climático plantea nuevos retos y oportunidades para nuestro negocio. Una regulación ambiental más estricta puede resultar en la imposición de costos asociados con las emisiones de GEI, ya sea a través de los requisitos de los organismos ambientales relacionados con las iniciativas de mitigación o a través de otras medidas regulatorias como la imposición de impuestos sobre las emisiones de gases de efecto invernadero y la creación en el mercado de limitaciones sobre las emisiones de gases de efecto invernadero que tienen el potencial de aumentar nuestros costos de operación.

Los riesgos asociados al cambio climático también podrían manifestarse en, las dificultades de acceso al capital debido a problemas de imagen pública con los inversionistas; cambios en el perfil de los consumidores, un menor consumo de combustibles fósiles; y transiciones energéticas en la economía mundial, como el aumento del uso de vehículos eléctricos. Estos factores podrían tener un impacto negativo en la demanda de nuestros productos y servicios y podrían poner en peligro o incluso perjudicar la implementación y operación de nuestro negocio, afectando negativamente nuestros resultados operativos y financieros y limitando nuestras oportunidades de crecimiento.

Nuestras operaciones pueden presentar riesgos para el medio ambiente, y cualquier cambio en la regulación ambiental podría dar lugar a un aumento en nuestros costos de operación.

Algunas de nuestras operaciones están sujetas a riesgos ambientales que podrían materializarse de manera inesperada y podrían tener un impacto material adverso en nuestra condición financiera y en los resultados de operación, tales como, el riesgo de lesiones, muerte, daños ambientales y gastos de reparación, daños a nuestros equipos, responsabilidad civil y/o acciones administrativas. No es posible asegurar que los problemas ambientales futuros no resulten en aumentos en los costos que podrían tener un efecto material adverso en nuestra condición financiera y en los resultados de operación.

Además, estamos sujetos a una extensa regulación ambiental en Argentina y México. Las autoridades locales de los países en los que operamos podrían imponer nuevas leyes y reglamentos ambientales, lo que podría obligarnos a incurrir en mayores costos para cumplir con las nuevas normas. La imposición de medidas regulatorias más estrictas y de requisitos de permisos en los países en los que operemos podría dar lugar a un aumento significativo de nuestros costos operativos.

No podemos predecir el impacto general que la promulgación de nuevas leyes o reglamentos ambientales podría tener en nuestros resultados financieros, resultados de operación y flujo de caja.

Asimismo, las actividades relacionadas con el petróleo y el gas están sujetas a importantes riesgos económicos, ambientales y operativos, algunos de los cuales están fuera de nuestro control, tales como, riesgos en términos de producción, equipo y transporte, así como desastres naturales y otras incertidumbres, incluyendo aquellos relacionados con las características de los yacimientos de gas terrestres o marinos. Nuestras operaciones pueden retrasarse o cancelarse como resultado de condiciones climáticas deficientes, dificultades mecánicas, demoras o falta de suministro en la entrega de equipos, cumplimiento con las regulaciones gubernamentales, incendios, explosiones, fallas en los oleoductos, formaciones anormales y riesgos ambientales, tales como derrames de petróleo, fugas de gas, rupturas o liberación de gases tóxicos. Si estos riesgos se materializan, es posible que suframos daño reputacional, pérdidas operativas sustanciales o interrupciones en nuestras operaciones. Perforar puede no ser rentable, no sólo para pozos secos, sino también para pozos que son productivos pero que no producen suficientes retornos netos después de perforar.

Las condiciones climáticas adversas pueden afectar negativamente nuestros resultados de operación y nuestra capacidad para realizar operaciones de perforación.

Las condiciones climáticas adversas pueden provocar, entre otras cosas, aumentos de costos, retrasos en las perforaciones, cortes de energía, paros en la producción y dificultades en el transporte del petróleo y el gas. Cualquier disminución en nuestra producción de petróleo y gas podría tener un efecto material adverso en nuestro negocio, condición financiera o resultados de operación.

Las medidas de conservación y los avances tecnológicos pueden llevar a una disminución de la demanda de petróleo.

Las medidas de conservación de combustible, la demanda de combustibles alternativos y los avances en las tecnologías de ahorro de combustible y generación de energía pueden llevar a una disminución de la demanda de petróleo. Cualquier cambio en la demanda de petróleo podría tener un efecto material adverso en nuestra condición financiera, resultados de operación o flujos de caja.

La escasez y los aumentos en el costo de las máquinas perforadoras y del equipo relacionado con la extracción de petróleo y gas, los suministros, el personal y los servicios pueden afectar negativamente nuestra capacidad para ejecutar nuestros planes de negocios y de desarrollo.

La demanda de máquinas perforadoras, oleoductos y otros equipos y suministros, así como de personal calificado con experiencia en la perforación y terminación de pozos y en operaciones de campo, incluidos geólogos, geofísicos, ingenieros y otros profesionales, tiende a fluctuar significativamente, por lo general junto con los precios del petróleo, lo que da lugar a una escasez temporal.

Nuestras operaciones comerciales dependen en gran medida de nuestras instalaciones de producción.

Una parte importante de nuestros ingresos depende de nuestras principales instalaciones de producción de petróleo y gas *in sitio*. Si bien creemos que mantenemos una cobertura de seguro adecuada y medidas de seguridad apropiadas con respecto a dichas instalaciones, cualquier daño material, accidente y/u otra alteración en dichas instalaciones de producción podría tener un efecto material adverso en nuestra capacidad de producción, condición financiera y resultados de operación.

***Nuestras operaciones están sujetas a riesgos sociales**.*

Nuestras actividades están sujetas a riesgos sociales, incluyendo potenciales protestas de las comunidades que rodean las operaciones de la plataforma correspondiente. Aunque estamos comprometidos a operar de manera socialmente responsable, es posible que enfrentemos la oposición de las comunidades locales con respecto a proyectos actuales y futuros en las jurisdicciones en las que operamos y que puedan operar en el futuro, lo cual podría afectar negativamente nuestro negocio, los resultados de operación y nuestro desempeño financiero.

***Nuestra industria se ha vuelto cada vez más dependiente de las tecnologías digitales para llevar a cabo sus operaciones diarias**.*

A medida que ha aumentado la dependencia de las tecnologías digitales, también han aumentado en todo el mundo los incidentes cibernéticos, incluidos los ataques deliberados o los acontecimientos no intencionados. Las tecnologías, sistemas y redes que podamos implementar en el futuro, así como las de nuestros proveedores, pueden ser objeto de ciberataques o fallas en la seguridad de los sistemas de información, lo que podría conducir a interrupciones en sistemas industriales críticos, la divulgación no autorizada de información confidencial o protegida, la corrupción de datos y/u otras interrupciones de nuestras operaciones. Además, es posible que algunos incidentes cibernéticos, como la amenaza persistente avanzada, no se detecten durante un periodo prolongado de tiempo. No podemos asegurar que los incidentes cibernéticos no ocurrirán en el futuro y que nuestras operaciones y/o nuestro desempeño financiero no se verán afectados.

En los últimos años, los riesgos para la seguridad de la información han aumentado en general como resultado de la proliferación de nuevas tecnologías y de la mayor sofisticación y actividad de los ciberataques. Dependemos de la tecnología digital, incluyendo sistemas de información para procesar datos financieros y operativos, analizar información sísmica y de perforación y estimaciones de reservas de petróleo y gas. Hemos ido conectando cada vez más equipos y sistemas a Internet. Debido a la naturaleza crítica de su infraestructura y a la mayor accesibilidad que permite la conexión a Internet, pueden enfrentarse a un mayor riesgo de ciberataque. En caso de tal ataque, nuestras operaciones comerciales podrían sufrir interrupciones, daños materiales, robo de información de clientes, experimentar una pérdida sustancial de ingresos, costos de respuesta y otras pérdidas financieras; y estar sujetos a un aumento de los litigios y daños a su reputación. Un ataque cibernético podría afectar negativamente nuestro negocio, los resultados de operación y la situación financiera.

***Nuestra relación con las autoridades federales, nacionales, provinciales, municipales y estatales es importante para nuestro negocio**.*

Debido a la naturaleza de nuestros negocios, tenemos una extensa relación con las autoridades federales, nacionales, provinciales, municipales y estatales en los lugares donde realizamos nuestros negocios. Aunque creemos que tenemos buenas relaciones con las autoridades competentes, estas relaciones podrían verse afectadas negativamente en el futuro, lo cual podría afectar negativamente nuestro negocio y nuestros resultados de operación. Por ejemplo, las autoridades competentes podrían rechazar o retrasar nuestras solicitudes de prórrogas de plazos actuales o futuras, o tratar de imponernos tarifas iniciales inesperadas o desproporcionadamente altas u obligaciones adicionales significativas cuando negociemos nuestras concesiones o renovaciones de permisos o de otro modo. Además, nuestra relación con la nueva administración mexicana puede no ser la misma que con la administración anterior.

Los resultados de nuestros programas de desarrollo planificados en áreas y formaciones de desarrollo de shale nuevas o emergentes pueden estar sujetos a más incertidumbres que los programas en áreas y formaciones más establecidas, y pueden no cumplir con nuestras expectativas de reservas o producción.

Los resultados de nuestros esfuerzos de perforación horizontal en áreas y formaciones emergentes en Argentina, como en el bloque Vaca Muerta en la cuenca neuquina, son generalmente más inciertos que los resultados de perforación en áreas que están más desarrolladas y tienen una producción más establecida. Debido a que las áreas emergentes y las formaciones-objetivo asociadas tienen un historial de producción limitado o nulo, somos menos capaces de confiar en los resultados de perforación del pasado en esas áreas como base para predecir nuestros resultados de perforación futuros. Además, los pozos horizontales perforados en formaciones de *shale*, a diferencia de los pozos verticales, utilizan pozos multilaterales y laterales apilados, lo que podría afectar negativamente nuestra capacidad para maximizar la eficiencia de nuestros pozos horizontales relacionados con el drenaje de los yacimientos a lo largo del tiempo. Además, el acceso a sistemas adecuados de captación o a la capacidad de llevar oleoductos y la disponibilidad de plataformas de perforación y otros servicios pueden ser más difíciles en áreas nuevas o emergentes. Si nuestros resultados de desarrollo son menores de lo esperado o si no podemos ejecutar nuestro programa de desarrollo debido a limitaciones financieras, acceso a sistemas de captación y capacidad de tratamiento o de otro tipo, y/o si los precios del gas natural y del petróleo disminuyen, nuestra inversión en estas áreas podría no ser tan económica como anticipamos, podríamos incurrir en depreciaciones importantes de propiedades no evaluadas y el valor de nuestra superficie subdesarrollada podría disminuir en el futuro.

Parte de nuestra estrategia consiste en utilizar algunas de las últimas técnicas de perforación horizontal y completación disponibles, que implican riesgos e incertidumbres en su aplicación.

Nuestras operaciones involucran la utilización de algunas de las últimas técnicas de perforación y terminación desarrolladas por nosotros o nuestros proveedores de servicios. Los riesgos a los que nos enfrentamos al perforar pozos horizontales incluyen, pero no se limitan a, los siguientes:

- ubicar el pozo en el horizonte de navegación determinado;
- permanecer en el horizonte de navegación deseado mientras se perfora horizontalmente a través de la formación;
- colocar las cañerías a lo largo de todo pozo horizontal; y
- hacer funcionar las herramientas y equipos de manera adecuada a pozos horizontales.

Los riesgos a los que nos enfrentamos al completar los pozos incluyen, pero no se limitan a, los siguientes:

- la capacidad de fracturar y estimular la cantidad planificada de etapas;
- la capacidad de manejar los equipos y herramientas a lo largo de todo el pozo durante las operaciones de terminación; y
- la capacidad de limpiar con éxito el pozo después de completar la fase final de estimulación.

Los tenedores de nuestras acciones serie A que vendan o transfieran acciones serie A adquiridas después del 1 de enero de 2018 y que representen el 10% o más de nuestro

capital social pueden estar sujetos al impuesto argentino sobre las utilidades de capital de conformidad con la legislación tributaria argentina.

De conformidad con la legislación tributaria argentina, los no residentes en la Argentina que vendan o transfieran acciones u otras participaciones en entidades extranjeras adquiridas después del 1 de enero de 2018 podrán estar sujetos al impuesto sobre las ganancias de capital en la Argentina si el 30% o más del valor de mercado de la entidad extranjera se deriva de activos ubicados en la Argentina y las acciones que se venden o transfieren representan el 10% o más de las participaciones en el capital de dicha entidad extranjera. Por lo tanto, cualquier tenedor no argentino de nuestras Acciones Serie A que venda o transfiera Acciones Serie A adquiridas después del 1 de enero de 2018 que representen el 10% o más de nuestra participación accionaria podría estar sujeto al impuesto argentino sobre las ganancias de capital.

Riesgos relacionados con nuestra Compañía

Nuestro limitado historial operativo como una compañía consolidada y las recientes adquisiciones pueden dificultar a los inversionistas la evaluación de nuestros negocios, condición financiera, resultados de operación y perspectivas.

Nuestro limitado historial operativo como una compañía consolidada y las recientes adquisiciones pueden dificultar a los inversionistas la evaluación de nuestros negocios, condición financiera, resultados de operación y perspectivas. No teníamos operaciones sustanciales antes de la culminación de la Combinación Inicial de Negocios, y experimentamos una rápida y significativa expansión a partir de entonces. Debido a que la información financiera histórica y proforma incluida en este prospecto puede no ser representativa de nuestros resultados como compañía consolidada, los inversionistas pueden tener información financiera limitada sobre la cual evaluarnos y su decisión de inversión. Además, nuestros resultados de operación para el Periodo Sucesor 2018 no son directamente comparables con nuestros resultados de operación para el Periodo Predecesor 2018 y para el año terminado el 31 de diciembre de 2017, debido a los efectos de la Combinación Inicial de Negocios. De igual manera, nuestros resultados de operación para el periodo de tres meses terminado el 31 de marzo de 2019 no son directamente comparables con nuestros resultados de operación para el periodo de tres meses terminado el 31 de marzo de 2018, debido a los efectos de la Combinación Inicial de Negocios. Cualquier dato estadístico u operativo incluido en este prospecto, en lo que se refiere a la Compañía Predecesora antes de la realización de la Combinación Inicial de Negocios, se basa en los datos que nos han facilitado las Entidades APCO, Pampa Energía y PELSA. Creemos que dicha información es confiable, pero no forma parte de nuestra historia operativa consolidada. Para mayor información, véase la sección "*Comentarios y Análisis de la Administración sobre la Situación Financiera y los Resultados de Operación - Nota Relativa a la Comparabilidad de Nuestros Resultados de Operación*" de este prospecto.

La información financiera histórica en este prospecto puede no ser indicativa de resultados futuros.

Nuestros resultados operativos periódicos podrían fluctuar por muchas razones, incluyendo muchos de los riesgos descritos en esta sección, los cuales están fuera de nuestro control. Por lo tanto, nuestros resultados de operación pasados no son indicativos de nuestros resultados de operación futuros. Además, creemos que la experiencia de nuestro Equipo de Administración constituye una fuente diferenciadora de fortaleza competitiva para nosotros. Sin embargo, la experiencia de nuestro Equipo de Administración en el pasado (ya sea en Vista o en otras compañías) puede no ser indicativa de nuestros futuros resultados de operación. Para mayor información sobre nuestro historial condensado y consolidado de información financiera, véase "*INFORMACIÓN FINANCIERA Y OPERATIVA SELECTA*" y los Estados Financieros y los Estados Financieros Complementarios incluidos o referidos en otras secciones de este prospecto.

La imposición de derechos de exportación y otros impuestos han afectado negativamente a la industria del petróleo y el gas en Argentina y podrían afectar negativamente nuestros resultados en el futuro.

En 2002, el Gobierno argentino impuso ciertos derechos a las exportaciones de petróleo a una tasa del 20% para el petróleo crudo y del 5% para los productos de gas licuado de petróleo, inicialmente por un periodo de cinco años. Los derechos de exportación fueron prorrogados en 2006 por la Ley No. 26.217 y nuevamente en 2011 por la Ley No. 26.732, por otros cinco años. Desde 2002, las tasas han ido aumentando progresivamente. En noviembre de 2007, el Ministerio de Economía y Producción, mediante la Resolución No. 394/2007, incrementó los derechos de exportación de petróleo y otros productos refinados y estableció que cuando el precio de referencia internacional, el West Texas Intermediate ("WTI"), exceda el precio de referencia nacional, fijado en US$60,90/bbl, se permitiría a los productores cobrar US$42/barril, y el resto sería retenido por el Gobierno argentino como un impuesto a la exportación. Si el precio internacional del WTI fuera más bajo que el precio de referencia, pero excediera los US$45/bbl, se aplicaría una tasa de retención del 45%. Si el precio mencionado fuera inferior a US$45/bbl, el Gobierno argentino determinaría los derechos de exportación aplicables en un plazo de 90 Días Hábiles.

En mayo de 2004, la Resolución No. 645/2004 del Ministerio de Economía y Producción estableció derechos de exportación sobre el gas natural y el NGL a una tasa del 20%. Los derechos de exportación sobre el gas natural se incrementaron nuevamente en julio de 2006 al 45% y se instruyó a la Administración General de Aduanas para que aplicara el precio establecido por el Acuerdo Marco entre Argentina y Bolivia como precio base para aplicar el impuesto, independientemente del precio de venta.

La Resolución No. 127/2008 del Ministerio de Economía y Producción aumentó los derechos de exportación de gas natural del 45% al 100% y estableció una base de valoración para su cálculo como el precio más alto establecido por cualquier acuerdo de importación argentino para la importación de gas natural (dejando atrás la referencia de precios previamente aplicable establecida por el Acuerdo Marco entre Argentina y Bolivia).

La Resolución No. 1077/14, que derogó la Resolución No. 394/2007 y entró en vigencia el 1 de enero de 2015, estableció una tasa de retención del 1% si el precio internacional del petróleo crudo era inferior a US$71/bbl y una tasa de retención basada en una fórmula preestablecida si el precio internacional del petróleo crudo era igual o superior a US$71/bbl.

Con respecto a los productos de gas licuado de petróleo (incluyendo butano, propano y sus mezclas), la Resolución No. 36/2015 modificó la fórmula para calcular el derecho de exportación a partir del 1 de abril de 2015, lo que en algunos casos generó un incremento en los precios comerciales en el mercado local.

Sin embargo, el 1 de enero de 2017, el Gobierno argentino no prorrogó las resoluciones relativas a las retenciones sobre las exportaciones de hidrocarburos. Asimismo, el 31 de diciembre de 2017 expiró la Ley de Emergencia Económica, lo que resultó en la eliminación de la discrecionalidad previamente otorgada al Gobierno argentino, la cual fue delegada y le permitió promulgar regulaciones cambiarias, el porcentaje de retención para las exportaciones de hidrocarburos y los aranceles, así como renegociar los contratos de servicios públicos, entre otros. El 4 de septiembre de 2018, de conformidad con el Decreto No. 793/2018, el Gobierno argentino restableció, hasta el 31 de diciembre de 2020, un impuesto de exportación del 12% sobre los productos básicos con un tope de AR$4 por cada Dólar estadounidense para los productos primarios con algunas excepciones. El impacto que cualquier cambio de esta naturaleza puede tener en nuestros resultados financieros, resultados de operación y flujos de caja no puede predecirse.

Los aranceles e impuestos a la exportación pueden tener un efecto material adverso en la industria de petróleo y gas de Argentina y en nuestros resultados de operación. Producimos bienes exportables y, por lo tanto, es probable que un aumento en los impuestos de exportación resulte en

una disminución en el precio de nuestros productos y, por lo tanto, puede resultar en una disminución de nuestras ventas. No podemos garantizar el impacto de estas u otras medidas futuras que pueda adoptar el Gobierno argentino sobre la demanda y los precios de los productos de hidrocarburos y, en consecuencia, sobre nuestra condición financiera y el resultado de nuestras operaciones.

Nuestras propiedades pueden estar sujetas a expropiación por parte de los Gobiernos de Argentina y de México por razones de interés público.

Nuestros activos, que se encuentran principalmente en Argentina y, en menor medida, en México, pueden estar sujetos a expropiación por parte de los Gobiernos argentino y mexicano (o del gobierno de cualquier subdivisión política de los mismos), respectivamente. Estamos involucrados en el negocio de la extracción de petróleo y, como tal, nuestro negocio o nuestros activos pueden ser considerados por un Gobierno como un servicio público o esenciales para la prestación de un servicio público. Por lo tanto, nuestro negocio está sujeto a incertidumbres políticas, incluyendo la expropiación o nacionalización de nuestro negocio o activos, pérdida de concesiones, renegociación o anulación de contratos existentes y otros riesgos similares.

En tal caso, es posible que tengamos derecho a recibir una compensación por la transferencia de nuestros activos conforme a la ley aplicable. Sin embargo, el precio recibido puede no ser suficiente, y es posible que tengamos que emprender acciones legales para reclamar una compensación adecuada. Nuestro negocio, nuestra condición financiera y los resultados de nuestras operaciones podrían verse afectados negativamente por la incidencia de cualquiera de estos eventos.

En el pasado, el Gobierno argentino ha exigido la repatriación de divisas de las ventas de exportación de petróleo y gas y otros montos aplicables a la producción de gas licuado, lo que ha afectado a los productores de petróleo y gas del país. En abril de 2012, el Gobierno argentino promulgó la Ley 26.741 que expropió el 51% de las acciones de Yacimientos Petrolíferos Fiscales S. A. (“YPF”) propiedad de Repsol YPF, S.A. En virtud de la ley, el 51% de las acciones expropiadas fueron asignadas al Gobierno argentino, mientras que el 49% restante fue asignado a las provincias argentinas dedicadas a la producción de hidrocarburos.

Además, la ley estableció que las actividades relacionadas con hidrocarburos (incluyendo la explotación, industrialización, transporte y comercialización) en Argentina se consideran parte del "interés público nacional". La ley "Soberanía de los Hidrocarburos de Argentina" estableció que su objetivo primordial es lograr el autoabastecimiento de hidrocarburos para Argentina. No podemos asegurar que estas u otras medidas que pueda adoptar el Gobierno argentino no tendrán un efecto material adverso en la economía argentina y, en consecuencia, afectarán negativamente nuestra condición financiera, nuestros resultados de operación. Por otro lado, no podemos asegurar que medidas similares no serán adoptadas por el Gobierno mexicano en el futuro.

Es posible que no podamos expandir exitosamente nuestras operaciones.

Competimos con las principales compañías petroleras y de gas independientes y estatales que participan en el sector de E&P, incluyendo las compañías estatales de E&P que poseen recursos financieros y de otro tipo sustancialmente mayores que los que tenemos para investigar y desarrollar las tecnologías de E&P y el acceso a los mercados, equipos, mano de obra y capital necesarios para adquirir, desarrollar y operar nuestras propiedades. También competimos para la adquisición de licencias y propiedades en los países en los que operamos.

La industria argentina del petróleo y el gas es extremadamente competitiva. Cuando licitamos por derechos de exploración o explotación de un área de hidrocarburos, nos enfrentamos a una competencia significativa no sólo de empresas privadas, sino también de empresas públicas nacionales o locales. De hecho, las provincias de La Pampa, Neuquén y Chubut han formado empresas para llevar a cabo actividades petroleras y gasíferas en nombre de sus respectivos Gobiernos provinciales. Las empresas estatales de energía Integración Energética Argentina, S.A.

(“IEASA”, anteriormente conocida como Energía Argentina, S.A. o "ENARSA"), YPF y otras empresas provinciales (como Gas y Petróleo del Neuquén, S.A. (“G&P”) y Empresa de Desarrollo Hidrocarburífero Provincial S.A.) también son altamente competitivas en el mercado argentino de petróleo y gas. Como resultado, no podemos asegurar que en el futuro podremos adquirir nuevas reservas exploratorias de petróleo y gas, lo cual podría afectar negativamente nuestra condición financiera y resultados de operación. No se puede asegurar que la participación de IEASA o de YPF (o de cualquier empresa de propiedad provincial) en los procesos de licitación para nuevas concesiones de petróleo y gas no influirá en las fuerzas del mercado de tal manera que pueda tener un efecto adverso en nuestra condición financiera y en los resultados de operación.

Nuestros competidores pueden ser capaces de pagar más por propiedades productivas de petróleo y gas natural y prospectos exploratorios y de evaluar, ofertar y comprar un mayor número de propiedades y prospectos de lo que nuestros recursos financieros o de personal nos permiten. Nuestros competidores también pueden ofrecer mejores planes de compensación para atraer y retener personal calificado que los que nosotros podemos ofrecer. Además, existe una competencia sustancial por el capital disponible para la inversión en la industria del petróleo y el gas natural. Como resultado de lo anterior, es posible que no podamos competir exitosamente en el futuro en la adquisición de reservas potenciales, desarrollo de reservas, comercialización de hidrocarburos, atracción y retención de personal de calidad o la obtención de capital adicional, lo cual podría tener un efecto adverso significativo en nuestro negocio, condición financiera o resultados de operación. Para obtener mayor información en este sentido, favor de referirse a la sección "*NUESTRO NEGOCIO - Competencia*" de este prospecto.

Aunque la Reestructuración Argentina puede calificar como parte de una reestructura libre de impuestos bajo la ley argentina, no podemos ofrecer garantías en cuanto al tratamiento fiscal de la Reestructuración Argentina.

Aunque esperamos que se cumplan todos los requisitos y condiciones para que la Reestructuración Argentina (según dicho término se define más adelante) pueda calificar como parte de una reestructura libre de impuestos, no se puede asegurar que continuaremos cumpliendo con dichos requisitos y condiciones en el futuro, ni que las autoridades fiscales argentinas no impugnarán la reestructuras sobre la base de su posible interpretación de que dichos requisitos o condiciones no se han cumplido o no han sido cumplidos de manera adecuada. Si la Reestructuración Argentina no califica como parte de una reestructura libre de impuestos, o si la autoridad fiscal argentina impugna posteriormente la reorganización, es posible que tengamos que revisar nuestras declaraciones de impuestos para reflejar el hecho de que la reestructura propuesta no sería libre de impuestos, lo que podría tener un impacto adverso en nuestros resultados y en nuestra situación financiera.

Es posible que no identifiquemos completamente los problemas con las propiedades que adquirimos y, como tales, los activos que adquirimos pueden valer menos de lo que pagamos debido a las incertidumbres en la evaluación de las reservas recuperables y los pasivos potenciales.

Estamos buscando activamente adquirir propiedades adicionales en Argentina y México, así como más ampliamente en América Latina, incluyendo Brasil y Colombia y otras regiones en el futuro. Las adquisiciones exitosas requieren una evaluación de una serie de factores, incluyendo las estimaciones de las reservas recuperables, el potencial de exploración, los precios futuros del petróleo y el gas natural, la idoneidad del título, los costos de operación y de capital y los posibles pasivos ambientales y de otro tipo. Aunque llevamos a cabo una revisión de las propiedades que adquirimos, que creemos que es consistente con las prácticas de la industria, no podemos asegurar que hemos identificado o identificaremos todos los problemas existentes o potenciales asociados con dichas propiedades o que seremos capaces de mitigar cualquier problema que identifiquemos. Tales evaluaciones son inexactas y su precisión es inherentemente incierta. Además, es posible que nuestra revisión no nos permita familiarizarnos lo suficiente con las propiedades para evaluar plenamente sus deficiencias y capacidades. No inspeccionamos todos los pozos. Incluso cuando inspeccionamos un pozo, no siempre descubrimos los problemas

estructurales, subsuperficiales, de título y ambientales que puedan existir o surgir. Por lo general, no tenemos derecho a una indemnización contractual por responsabilidades previas al cierre, incluidas las responsabilidades ambientales. Podemos adquirir intereses en propiedades en la modalidad "*ad corpus*", con derechos limitados en caso de incumplimiento de las declaraciones y garantías. Como resultado de estos factores, es posible que no podamos adquirir propiedades de petróleo y gas natural que contengan reservas económicamente rescatables o que podamos completar dichas adquisiciones en términos aceptables.

Es posible que no podamos integrar exitosamente las operaciones de las recientes y futuras adquisiciones con nuestras operaciones, y es posible que no nos demos cuenta de todos los beneficios anticipados de estas adquisiciones.

Nuestro negocio tiene y puede que en el futuro incluya la producción de adquisiciones de propiedades que incluyan superficies subdesarrolladas. No podemos asegurar que obtendremos la rentabilidad deseada de nuestras adquisiciones recientes o de cualquier adquisición que podamos completar en el futuro. Además, la falta de asimilación exitosa de adquisiciones recientes y futuras podría afectar adversamente nuestra condición financiera y resultados de operación. Nuestras adquisiciones pueden implicar numerosos riesgos, entre ellos:

- operar una organización combinada más grande y añadiendo operaciones;
- dificultades en la incorporación de los activos y operaciones del negocio adquirido, especialmente si los activos adquiridos se encuentran en una nueva área geográfica;
- riesgo de que las reservas de petróleo y gas natural adquiridas no sean de la magnitud prevista o no se desarrollen según lo previsto;
- pérdida de empleados de clave en el negocio adquirido;
- incapacidad para obtener un título satisfactorio sobre los activos, concesiones o intereses de participación que adquirimos;
- una disminución en nuestra liquidez si utilizamos una porción de nuestro efectivo disponible para financiar adquisiciones;
- un aumento significativo en nuestros gastos financieros o apalancamiento financiero si incurrimos en deuda adicional para financiar adquisiciones;
- no alcanzar la rentabilidad o el crecimiento esperados;
- no conseguir las sinergias y los ahorros de costos esperados;
- coordinar organizaciones, sistemas e instalaciones geográficamente alejadas; y
- coordinar o consolidar las funciones corporativas y administrativas.

Además, pueden surgir costos y dificultades inesperadas cuando se combinan negocios con diferentes operaciones o administración, y es posible que experimentemos retrasos imprevistos en la realización de los beneficios de una adquisición. Si completamos cualquier adquisición futura, nuestra capitalización y los resultados de operación podrían cambiar significativamente, y usted podría no tener la oportunidad de evaluar la información económica, financiera y otra información relevante que consideraremos al evaluar adquisiciones futuras. La incapacidad para manejar efectivamente la integración de adquisiciones podría reducir nuestro enfoque en adquisiciones subsecuentes y operaciones actuales, lo que a su vez podría impactar negativamente nuestros resultados de operación.

Es posible que no podamos entrar con éxito en nuevos mercados fuera de Argentina y México.

Parte de nuestra estrategia de crecimiento es incrementar nuestros ingresos y los países en los que operamos a través de la adquisición de operaciones complementarias. No es posible asegurar que podremos identificar candidatos adecuados para las adquisiciones o, si esto ocurre, que tales adquisiciones se puedan completar en condiciones aceptables, si es que se pueden llevar a cabo. Incluso si se identifican candidatos adecuados, cualquier adquisición futura puede conllevar una serie de riesgos que podrían afectar en forma adversa nuestro negocio y al precio de mercado de nuestras acciones ordinarias y ADS, incluyendo la integración de las operaciones adquiridas, el desvío de la atención de la administración, los riesgos de ingresar a nuevas regiones de mercado en las que tenemos experiencia limitada, los efectos adversos a corto plazo en nuestros resultados de operación reportados, la pérdida potencial de empleados clave de los negocios adquiridos y los riesgos asociados con pasivos no previstos.

Es posible que estemos sujetos a pasivos desconocidos o contingentes relacionados con nuestras adquisiciones recientes y futuras.

Ocasionalmente realizamos evaluaciones sobre las oportunidades de adquirir activos y negocios adicionales de petróleo y gas. Cualquier adquisición que se produzca puede ser significativa en tamaño, puede cambiar la escala de nuestro negocio y puede exponernos a nuevos riesgos geográficos, políticos, financieros y geológicos. Nuestro éxito en estas actividades de adquisición depende de nuestra capacidad para identificar candidatos adecuados para la adquisición, adquirirlos en condiciones aceptables e integrar con éxito sus operaciones con las nuestras. Cualquier adquisición estaría acompañada de riesgos, tales como una disminución significativa en los precios del petróleo o del gas; la dificultad de asimilar la operación y el personal; la posible interrupción de nuestro negocio en curso; la incapacidad de la administración para maximizar nuestra posición financiera y estratégica a través de la integración exitosa de los activos y negocios adquiridos; el mantenimiento de estándares, control, procedimientos y políticas uniformes; el deterioro de las relaciones con los empleados, los clientes y los contratistas como resultado de cualquier integración del nuevo personal de la administración; y los pasivos potenciales desconocidos asociados con los activos y negocios adquiridos. Además, es posible que necesitemos capital adicional para financiar una adquisición. El financiamiento de deuda relacionado con cualquier adquisición nos expondrá al riesgo de apalancamiento, mientras que el financiamiento de capital puede ocasionar la dilución de los accionistas existentes. No se puede asegurar que logremos superar estos riesgos o cualquier otro problema relacionado con estas adquisiciones.

Estamos expuestos a riesgos de tipo de cambio de divisas relacionados con nuestras operaciones en Argentina y México.

Nuestros resultados de operación están expuestos a las fluctuaciones del Peso Argentino o Mexicano contra el Dólar u otras monedas que podrían afectar adversamente nuestro negocio y resultados de operación. Tanto el valor del Peso Mexicano como el valor del Peso Argentino han experimentado fluctuaciones significativas en el pasado. Los principales efectos de la depreciación del Peso Argentino o Mexicano contra el Dólar estarían en nuestros gastos principalmente relacionados con salarios y servicios, pero dadas varias reglas contables, podrían afectar negativamente (i) los impuestos diferidos asociados con nuestros activos fijos, (ii) los impuestos sobre la renta actuales y (iii) las diferencias cambiarias asociadas con nuestra exposición al Peso Argentino o mexicano.

No podemos predecir si el valor del Peso Argentino o mexicano se depreciará o apreciará en relación con el Dólar, ni la medida en que dicha fluctuación pueda afectar nuestro negocio.

Estamos o podríamos estar sujetos a restricciones directas e indirectas a la importación y exportación bajo las leyes de Argentina.

La Ley de Hidrocarburos permite la exportación de hidrocarburos, siempre y cuando no sean necesarios para el mercado interno argentino y se vendan a precios razonables. En el caso del gas natural, la Ley No. 24.076 de gas natural y la reglamentación conexa exigen que se tengan

en cuenta todas las necesidades del mercado interno al autorizar las exportaciones de gas natural a largo plazo. En este sentido, la Secretaría de Energía puede autorizar operaciones de exportación de excedentes de gas natural siempre que estén sujetas a interrupción por escasez de suministro local.

En los últimos años, las autoridades argentinas han adoptado ciertas medidas que han dado lugar a restricciones a las exportaciones de gas natural desde Argentina. Debido a estas restricciones, las empresas de petróleo y gas se han visto obligadas a vender parte de su producción de gas natural en el mercado local, que en un principio estaba destinado al mercado de exportación, y en algunos casos no han podido cumplir total o parcialmente sus compromisos de exportación.

Las operaciones de exportación de crudo y subproductos de petróleo requieren actualmente de un registro previo en el Registro de Contratos de Operaciones de Exportación y de una autorización de la Secretaría de Recursos Hidrocarburíferos (de conformidad con el régimen establecido en la Resolución S.E. No. 241-E/2017 y sus posteriores reformas y adiciones). Las compañías petroleras y las refinerías de petróleo que tienen la intención de exportar petróleo crudo, gas licuado de petróleo o diésel, entre otros, deben primero demostrar, antes de obtener la autorización, que la oferta de venta de ese producto ya se ha hecho y ha sido rechazada por los compradores locales.

El 21 de marzo de 2017, mediante el Decreto No. 192/2017, modificado por el Decreto No. 962/2017, el Ministerio de Energía creó, de manera temporal, el Registro de Operaciones de Importación de Petróleo Crudo y Subproductos. A través de esta norma, cualquier empresa que quisiera realizar operaciones de importación tenía la obligación de registrar la operación en dicho registro y obtener la autorización del Ministerio de Energía antes de que se realice la importación. El mencionado registro y la obligación de registrar y obtener autorización para las operaciones de importación de crudo y subproductos específicos estuvieron vigentes hasta el 31 de diciembre de 2017.

El 4 de septiembre de 2018, el Gobierno argentino impuso derechos de exportación del 12% con un tope de 4 Pesos Argentinos por Dólar para las mercancías, con ciertas excepciones.

No podemos predecir por cuánto tiempo estas restricciones a las exportaciones permanecerán en vigor, o si se tomarán medidas futuras que afecten adversamente nuestra capacidad de exportar e importar gas, petróleo crudo u otros productos y, en consecuencia, afecten nuestra condición financiera, resultados de operación y flujo de caja.

En el caso de una contingencia u otro suceso que no esté cubierto por nuestras pólizas de seguro, podemos sufrir pérdidas significativas que pueden tener un efecto adverso importante en nuestro negocio y en los resultados de nuestras operaciones.

Aunque consideramos que tenemos coberturas de seguro consistentes con los estándares internacionales, no existe ninguna seguridad con respecto a la disponibilidad o suficiencia de la cobertura de seguro con respecto a una pérdida o riesgo en particular. En el caso de una contingencia u otro suceso en nuestro negocio que no esté cubierto por el seguro de nuestras pólizas, podemos sufrir pérdidas significativas o vernos obligados a indemnizar con cargo a nuestros propios recursos, lo que podría tener un efecto material adverso en nuestra situación financiera.

No somos concesionarios ni socios operativos en nuestros acuerdos de colaboración (joint ventures) y acuerdos de exploración, y las acciones tomadas por los concesionarios y/u operadores en estos joint ventures y acuerdos de exploración podrían tener un efecto material adverso en su éxito.

Tanto nosotros como nuestras subsidiarias realizamos actividades de E&P de hidrocarburos a través de acuerdos de colaboración (*joint ventures*) no constituidos en sociedad y

acuerdos de exploración celebrados a través de acuerdos con terceros (operaciones conjuntas para fines contables). En algunos casos, los acuerdos de colaboración (*joint ventures*) o los socios exploradores, en lugar de nosotros, poseen los derechos de la concesión o los derechos derivados de los contratos de licencia de E&P. De conformidad con los términos y condiciones de dichos acuerdos, una de las partes asume el papel de operador y, por lo tanto, asume la responsabilidad de ejecutar todas las actividades de conformidad con el acuerdo. Sin embargo, en ciertos casos, ni nosotros ni nuestras subsidiarias podemos asumir el papel de concesionario y/u operador, y en tales casos estaríamos sujetos a riesgos relacionados con el desempeño y las medidas tomadas por el concesionario y/u operador para llevar a cabo las actividades. Tales acciones podrían afectar adversamente nuestra condición financiera y los resultados operativos. Al 31 de marzo de 2019, no éramos el operador de los bloques de Sur Rio Deseado Este, Coirón Amargo Sur Oeste y Acambuco en Argentina, y los bloques CS-01, TM-01 y A-10 en México.

Nos enfrentamos a riesgos relacionados con ciertos procedimientos legales.

Podemos ser partes en procedimientos laborales, comerciales, civiles, fiscales, penales, ambientales y administrativos que, solos o en combinación con otros procedimientos, podrían, si se resuelven en todo o en parte de manera adversa para nosotros, resultar en la imposición de costos materiales, multas, sentencias desfavorables u otras pérdidas. Si bien consideramos que hemos previsto dichos riesgos de manera adecuada, basándonos en las opiniones y consejos de nuestros asesores legales externos y de conformidad con las normas contables aplicables, ciertas contingencias, en particular las relacionadas con asuntos ambientales, están sujetas a cambios a medida que se desarrolla nueva información y es posible que las pérdidas resultantes de dichos riesgos, si los procedimientos se deciden en su totalidad o en parte de manera adversa para nosotros, excedan de manera significativa los valores devengados que hayamos proporcionado.

Al 31 de marzo de 2019, empleábamos a terceros bajo contrato, principalmente con grandes proveedores de servicios internacionales. Aunque tenemos políticas sobre el cumplimiento de las obligaciones laborales y de seguridad social de nuestros contratistas, no podemos garantizar que los empleados de los contratistas no iniciarán acciones legales en nuestra contra para obtener indemnización sobre la base de una serie de precedentes judiciales argentinos en materia laboral que establecieron que el beneficiario final de los servicios de los empleados es responsable solidario junto con el contratista, mismo que es el empleador formal del empleado.

Además, podemos estar sujetos a pasivos no revelados relacionados con contingencias laborales, comerciales, civiles, fiscales, penales o ambientales en las que incurramos por negocios que adquirimos de conformidad con la Combinación Inicial de Negocios o que adquiramos en el futuro como parte de nuestra estrategia de crecimiento, que podríamos no identificar o que podrían no ser adecuadamente indemnizados de conformidad con nuestros acuerdos de adquisición con los vendedores de dichos negocios, en cuyo caso nuestro negocio, nuestra condición financiera y los resultados de nuestras operaciones podrían verse afectados de manera sustancial y adversa.

Hemos otorgado, y podemos continuar haciéndolo, incentivos de acciones, lo que puede resultar en un aumento de los gastos de remuneración y los accionistas de nuestras Acciones Serie A y ADSs pueden sufrir una mayor dilución.

En abril de 2018 adoptamos nuestro plan de incentivos a largo plazo con el propósito de atraer y retener a personas talentosas como funcionarios, directores, empleados y consultores que son clave para nosotros, incentivando su desempeño y alineando sus intereses con los nuestros. De conformidad con el Plan, nuestro Consejo de Administración está autorizado a otorgar Acciones Serie A restringidas (las “Acciones Restringidas”) y opciones para comprar nuestras Acciones Serie A (la “Opción de Compra”) a nuestros funcionarios, directores, empleados y consultores. Hemos reservado 8,750,000 Acciones Serie A emitidas el 18 de diciembre de 2017 para la implementación del Plan. A la fecha del presente prospecto, se han otorgado 2,173,826 Acciones Restringidas y 3,994,003 Opciones de Compra, y 19,685 Acciones Serie A han sido adquiridas y están en circulación, en cada caso en relación con el Plan. Consideramos que el otorgamiento de incentivos basado en acciones es de gran importancia para nuestra capacidad de atraer y retener a los

empleados, y continuaremos otorgando incentivos basados en acciones a los empleados en el futuro. Como resultado, nuestros gastos asociados con la compensación basada en acciones podrían aumentar, lo que podría tener un efecto adverso en nuestros resultados de operación.

Adicionalmente, la adquisición de Acciones Restringidas o el ejercicio de Opciones de Compra puede causar una dilución inmediata a nuestros accionistas actuales, y también puede tener un efecto dilusivo en nuestras utilidades por Acción. Si las 8,750,000 acciones serie A reservadas para el Plan estuvieran en circulación, nuestro capital social emitido y en circulación aumentaría aproximadamente 11.52% con base en 75,929,000 Acciones Serie A en circulación a la fecha de este prospecto.

Nuestras obligaciones de deuda incluyen restricciones operativas y financieras, que pueden impedirnos buscar ciertas oportunidades de negocio y tomar ciertas medidas.

A la fecha de este prospecto, la mayoría de nuestra deuda se relaciona con las obligaciones de Vista Argentina bajo el Crédito Sindicado (según dicho término se define más adelante), las cuales están garantizadas por nosotros, Vista Holding I, APCO Argentina, APCO International y Vista Holding II (junto con otras entidades que actúan como garantes bajo el Crédito Sindicado, de tiempo en tiempo, los "Garantes"), y están denominadas en Dólares. Para una descripción del Crédito Sindicado, véase la sección "*COMENTARIOS Y ANÁLISIS DE LA ADMINISTRACIÓN SOBRE LA SITUACIÓN FINANCIERA Y LOS RESULTADOS DE OPERACIÓN - Liquidez y Fuentes de Capital - Deuda*" de este prospecto. El Crédito Sindicado contiene una serie de condiciones que imponen a nosotros, los otros garantes y Vista Argentina, importantes restricciones operativas y financieras. Estas restricciones pueden limitar nuestra capacidad para realizar actos que pueden ser en nuestro mejor interés a largo plazo. Dicha línea de crédito incluye obligaciones que restringen, entre otras cosas, Vista Argentina, los otros garantes y nuestra capacidad para:

- crear gravámenes sobre sus activos para garantizar deuda;
- disponer de sus bienes;
- fusionarse o consolidarse con otra persona o vender o de otra manera disponer de todos o substancialmente todos sus o nuestros activos;
- cambiar su o nuestra línea de negocio existente;
- declarar o pagar dividendos o devolver capital, salvo ciertos pagos limitados (especialmente, durante el período de dieciocho meses (que termina el 19 de enero de 2020) después de la fecha del Contrato de Crédito Sindicado (como se define a continuación), (i) Vista El Holding I y algunas de sus subsidiarias tienen restringida su capacidad de declararnos, pagarnos o de alguna otra manera hacer dividendos y (ii) ciertas subsidiarias de Vista Holding I están restringidas en su capacidad de declarar, pagar o de otra manera hacer cualquier dividendo a cualquier persona que no sean Vista Holding I y ciertas subsidiarias de Vista Holding I);
- realizar ciertas inversiones en valores y capital social, entre otros;
- realizar transacciones con afiliadas;
- cambiar nuestras prácticas de contabilidad existentes (excepto si es requerido o permitido por la ley aplicable y las reglas de contabilidad);
- modificar o dar por terminados los documentos organizativos de Vista Argentina o cualquier Garante.

Además, como se describe en la Nota 17.2 de los Estados Financieros, el Crédito Sindicado incluye algunos acuerdos financieros por los cuales estamos obligados a mantener, sobre una base consolidada, ciertas razones financieras dentro de los límites especificados. Estos coeficientes incluyen:

- deuda total consolidada / EBITDA consolidado; y
- tasa de cobertura de intereses consolidada.

Además, nuestra subsidiaria Vista Holding I está obligada a mantener una razón financiera del índice ajustado de deuda neta consolidada / EBITDA consolidado ajustado (excluyendo la deuda y el EBITDA de Vista Holding I, respectivamente).

Estos acuerdos podrían limitar nuestra capacidad de financiar nuestras operaciones futuras y necesidades de capital, así como nuestra capacidad de buscar oportunidades de negocio y actividades que puedan ser de nuestro interés.

El incumplimiento de cualquier obligación contenida en el Crédito Sindicado podría resultar en un incumplimiento bajo dicho contrato. Si se produce un incumplimiento de este tipo, el agente administrativo o los prestamistas correspondientes podrían optar por declarar que la deuda, junto con los intereses devengados y otros cargos, ha vencido y es pagadera de inmediato. Si el Crédito Sindicado fuera a ser acelerado, los activos de Vista Argentina y los de cada uno de los Garante, incluyéndonos a nosotros, podrían no ser suficientes para pagar en su totalidad esa deuda, o cualquier otra deuda que pudiera vencer como resultado de esa aceleración y, en consecuencia, podría afectar materialmente y de manera adversa nuestro negocio, nuestra condición financiera, los resultados de operación y perspectivas. Para mayor información, véase la sección “COMENTARIOS Y ANÁLISIS DE LA ADMINISTRACIÓN SOBRE LA SITUACIÓN FINANCIERA Y LOS RESULTADOS DE OPERACIÓN”.

Estamos sujetos a las leyes mexicanas, argentinas e internacionales contra la corrupción, el soborno y el lavado de dinero. El incumplimiento de estas leyes podría resultar en sanciones que podrían dañar nuestra reputación y tener un efecto adverso en nuestro negocio, condición financiera y resultados de operación.

La Ley de Prácticas Corruptas en el Extranjero de Estados Unidos de 1977, la Ley de Soborno del Reino Unido de 2010 (la "Ley de Soborno del Reino Unido"), la Convención de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico contra el Soborno, la Ley General de Responsabilidades Administrativas, la Ley Federal para la Prevención e Identificación de Operaciones con Recursos de Procedencia Ilícita y la Ley de Prevención del Lavado de Activos de Argentina, la Ley de Responsabilidad Penal Empresaria de Argentina y otras leyes anticorrupción aplicables en otras jurisdicciones pertinentes prohíben a las empresas y sus intermediarios ofrecer o realizar pagos indebidos (o dar cualquier cosa de valor) a funcionarios gubernamentales y/o personas del sector privado con el fin de influir en ellos u obtener o retener negocios, y exigen que las empresas mantengan libros y registros exactos y mantengan controles internos adecuados. La Ley de Soborno del Reino Unido también prohíbe tales pagos o ventajas financieras o de otro tipo que se hagan, ofrezcan o prometan a, o desde partes comerciales y tipifica como delito penal el hecho de que una organización comercial no impida el soborno por parte de una persona asociada (es decir, alguien que preste servicios en nombre de la organización) con la intención de obtener o retener un negocio o una ventaja en la realización de negocios en su nombre. En particular, la Ley de Responsabilidad Penal Empresaria Argentina prevé la responsabilidad penal de las personas jurídicas por delitos contra la administración pública y soborno transnacional cometido por, entre otros, sus apoderados, directores, gerentes, empleados o representantes. En este sentido, una persona jurídica puede ser declarada responsable y estar sujeta en consecuencia a multas y/o suspensión parcial o total de sus actividades si tales delitos se cometieron, directa o indirectamente, en su nombre, representación o interés, la empresa obtuvo o pudo haber obtenido un beneficio de los mismos, y el delito fue resultado del control ineficaz de la empresa.

Es posible que, en el futuro, puedan surgir en la prensa señalamientos de casos de mala conducta por parte de antiguos colaboradores, empleados, ya sean actuales o antiguos, u otras personas que actúen en nuestro nombre o por parte de funcionarios públicos u otros terceros que hagan o consideren hacer negocios con nosotros. Si bien nos esforzaremos por monitorear dichos informes de prensa e investigar asuntos que creemos que ameritan una investigación de acuerdo con los requisitos de los programas de cumplimiento, y, si es necesario, divulgar y notificar a las autoridades pertinentes; cualquier publicidad adversa que tales acusaciones atraigan podría tener un impacto negativo en nuestra reputación y conducir a un mayor escrutinio regulatorio de nuestras prácticas comerciales.

Si nosotros o las personas o entidades que están o estaban relacionadas con nosotros somos responsables de violaciones de las leyes anticorrupción aplicables (ya sea debido a nuestros propios actos o a nuestra inadvertencia, o debido a los actos o inadvertencia de otros), nosotros u otras personas o entidades podríamos sufrir sanciones civiles, penales y/u otras sanciones, lo que a su vez podría tener un impacto adverso importante en nuestro negocio, condición financiera y resultados de operación futuros.

Dependemos de terceros proveedores, vendedores y prestadores de servicios clave para que nos proporcionen las piezas, componentes, servicios y recursos críticos que necesitamos para operar nuestro negocio.

Las empresas que operan en la industria de la energía, específicamente en el sector del petróleo y el gas, suelen confiar en varios proveedores, vendedores y prestadores de servicios clave para que les proporcionen las piezas, componentes, servicios y recursos críticos necesarios para operar y expandir su negocio. Si estos proveedores, vendedores y prestadores de servicios clave no entregan o se retrasan en la entrega de equipos, servicios o recursos críticos, es posible que no alcancemos nuestras metas operativas en el plazo previsto, lo que podría tener un efecto adverso en nuestro negocio, condición financiera, resultados de operación, flujos de caja y/o perspectivas.

Nuestras operaciones en la industria podrían ser susceptibles a los riesgos de rendimiento, calidad del producto y condiciones financieras de nuestros proveedores, vendedores y prestadores de servicios clave. Por ejemplo, su capacidad para proporcionarnos adecuada y oportunamente las piezas, componentes, servicios y recursos críticos para nuestras operaciones puede verse afectada si se enfrentan a limitaciones financieras o en tiempos de tensiones financieras generales y de recesión económica. No podemos asegurar que, en el futuro, no sucederán interrupciones en el suministro o que podremos reemplazar oportunamente a aquellos proveedores o prestadores de servicios que no sean capaces de satisfacer nuestras necesidades, lo cual podría afectar adversamente la ejecución exitosa de nuestras operaciones y, consecuentemente, nuestro negocio, situación financiera, resultados de operación, flujos de caja y/o perspectivas.

Contamos con una fuerza laboral altamente sindicalizada y podríamos estar sujetos a acciones laborales tales como huelgas, las cuales podrían tener un efecto material adverso en nuestro negocio.

Los sectores en los que operamos están altamente sindicalizados. No podemos asegurar que nosotros o nuestras subsidiarias no experimentaremos interrupciones laborales o huelgas en el futuro, lo cual podría resultar en un efecto material adverso en nuestros negocios y retornos. No podemos asegurar que podamos negociar nuevos convenios colectivos en los mismos términos que los actualmente vigentes ni que no estaremos sujetos a huelgas o interrupciones laborales antes o durante el proceso de negociación de dichos convenios. El convenio colectivo por el periodo de abril del 2019 a marzo del 2020 se firmó el 3 de mayo de 2019. En el futuro, si no podemos renegociar el convenio colectivo de trabajo en términos satisfactorios o si estamos sujetos a huelgas o interrupciones laborales, nuestros resultados de operación, nuestra condición financiera y el valor de mercado de nuestras acciones podrían verse afectados de manera significativa.

Nuestro desempeño depende en gran medida de la contratación y retención de personal clave.

Nuestro rendimiento actual y futuro y nuestras operaciones comerciales dependen de las contribuciones de nuestro Equipo de Administración, nuestros ingenieros y otros empleados. Confiamos en nuestra capacidad para atraer, formar, motivar y retener a personal administrativo y especialistas cualificados y experimentados. No se puede asegurar que seremos capaces de atraer y retener personal para puestos clave, y reemplazar a cualquiera de nuestros empleados clave podría resultar difícil y llevar mucho tiempo. La pérdida de los servicios y la experiencia de cualquiera de nuestros empleados clave, o nuestra incapacidad para contratar un reemplazo adecuado o personal adicional, podría tener un efecto material adverso en nuestras operaciones, flujos de caja y/o expectativas.

La nación mexicana es propietaria de las reservas de hidrocarburos ubicadas en el subsuelo de México.

La Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos (la “Constitución mexicana”) establece que la nación mexicana, y no nosotros, es dueña de todas las reservas de petróleo y otros hidrocarburos ubicadas en el subsuelo de México. El artículo 27 de la Constitución mexicana establece que el Gobierno mexicano llevará a cabo actividades de E&P a través de contratos con terceros o asignaciones otorgadas a Empresas Productivas del Estado. La Ley de Hidrocarburos de México nos permite a nosotros y a otras compañías petroleras y de gas explorar y extraer las reservas de petróleo y otros hidrocarburos ubicadas en México, sujeto a la celebración de acuerdos de conformidad con un proceso de licitación competitiva. Para mayor información, véase la sección "*PANORAMA DE LA INDUSTRÍA Y REGULATORIO - panorama de la industria del petróleo y gas en México*" de este prospecto.

Es posible que nos veamos afectados negativamente por los cambios en las prácticas de reporte de LIBOR o por el método en el que se determina el London Interbank Offered Rate ("LIBOR"), o por las variaciones en las tasas de interés.

A la fecha del presente prospecto, nuestra deuda pendiente incluía préstamos indexados al LIBOR. El 27 de julio de 2017, la Autoridad de Conducta Financiera (la "FCA" según sus siglas en inglés) anunció su intención de reducir progresivamente los tipos LIBOR para finales de 2021. No es posible predecir el efecto adicional de las normas de la FCA, ningún cambio en los métodos por los que se determina el LIBOR, ni ninguna otra reforma del LIBOR que pueda ser promulgada en el Reino Unido, la Unión Europea o en cualquier otro lugar. Cualquiera de estos acontecimientos puede hacer que el LIBOR tenga un comportamiento diferente al del pasado, o que deje de existir. Además, cualquier otro cambio legal o regulatorio realizado por la FCA, el ICE Benchmark Administration Limited, el Instituto Europeo de Mercados de Dinero (antes Euribor-EBF), la Comisión Europea o cualquier otro organismo sucesor de gobierno o supervisión, o cambios futuros adoptados por dicho organismo, en el método por el que se determina el LIBOR o la transición del LIBOR a un organismo sucesor de referencia puede dar lugar a, entre otras cosas, un aumento o disminución repentino o prolongado del LIBOR, un retraso en la publicación del LIBOR y cambios en las reglas o metodologías del LIBOR, lo que puede disuadir a los participantes del mercado de continuar administrando o participando en la determinación del LIBOR y, en ciertas situaciones, podría dar lugar a que el LIBOR deje de ser determinado y publicado. Si una tasa LIBOR publicada en Dólares no está disponible después de 2021, las tasas de interés de nuestra deuda indexada a LIBOR se determinarán usando varios métodos alternativos, cualquiera de los cuales puede resultar en obligaciones de intereses que son mayores o no se correlacionan de otra manera con los pagos que se habrían hecho por dicha deuda si el LIBOR en Dólares estuviera disponible en su forma actual. Además, los mismos costos y riesgos que pueden conducir a la discontinuación o indisponibilidad del LIBOR en Dólares pueden hacer que uno o más de los métodos alternativos sean imposibles o impracticables de determinar. Cualquiera de estas propuestas o consecuencias podría tener un efecto material adverso en nuestros costos financieros.

Además, estamos expuestos a las fluctuaciones de las tasas de interés variables aplicables a nuestra deuda. También podemos incurrir en deuda adicional a tasa variable en el futuro. Los aumentos en las tasas de interés sobre la deuda de tasa variable aumentarían nuestros gastos financieros, lo que afectaría negativamente nuestros costos financieros.

Nuestras estimaciones financieras se basan en varios supuestos que pueden no ser correctos.

Las estimaciones financieras establecidas en las proyecciones incluidas en este prospecto se basan en suposiciones realizadas y en la información de la que disponíamos en el momento de su elaboración. No sabemos si tales suposiciones resultarán ser correctas. Si uno o más de estos supuestos resultan inexactos o si los resultados futuros difieren de los resultados esperados, entonces nuestros resultados futuros reales podrían ser menos favorables, y podrían ser materialmente menos favorables, que las proyecciones anteriores. Cualquiera de estas estimaciones, o todas ellas, pueden no realizarse necesariamente. Tales estimaciones pueden verse afectadas adversamente por suposiciones inexactas o por riesgos e incertidumbres conocidos o desconocidos, muchos de los cuales están fuera de nuestro control. Muchos de los factores mencionados en el presente prospecto, incluyendo los riesgos descritos en esta sección "*FACTORES DE RIESGO*" y los acontecimientos o circunstancias descritos en "*ESTIMACIONES FUTURAS*", serán importantes para determinar nuestros resultados futuros. Como resultado de estas contingencias, los resultados futuros reales pueden variar significativamente de nuestras estimaciones. En vista de estas incertidumbres, la inclusión de nuestras estimaciones financieras en este prospecto no es ni debe ser vista como una representación de que los resultados proyectados serán alcanzados.

Cualquier estimación a futuro se refiere únicamente a la fecha en que se realiza, y no asumimos ninguna obligación de actualizar nuestros estimados financieros para reflejar eventos o circunstancias posteriores a la fecha en que se prepararon dichos estimados financieros o para reflejar la incidencia de eventos o circunstancias anticipadas o imprevistas.

Las proyecciones financieras no auditadas incluidas en este prospecto fueron preparadas por nuestra gerencia. Mancera, S.C., nuestro auditor y Price Waterhouse & Co. S.R.L., auditor de PELSA, nuestra entidad predecesora, no han auditado, revisado, examinado, compilado ni aplicado procedimientos acordados con respecto a las proyecciones financieras no auditadas que se acompañan y, por lo tanto, Mancera, S.C y Price Waterhouse & Co. S.R.L. no expresan una opinión ni ninguna otra forma de garantía con respecto a las mismas. Los informes proporcionados por Mancera, S.C. y por Price Waterhouse & Co. S.R.L., incluidos en este prospecto, refieren a nuestros estados financieros y los de nuestra entidad predecesora incluidos en este prospecto. No se extienden a las proyecciones financieras no auditadas y no debe leerse para ello.

Riesgos relacionados con las economías y entornos regulatorios argentinos y mexicanos.

Nuestro negocio depende en gran medida de las condiciones económicas de Argentina.

La mayoría de nuestras operaciones, propiedades y clientes se encuentran en Argentina y, como resultado, nuestro negocio depende en gran medida de las condiciones económicas que prevalecen en Argentina. Los cambios en las condiciones económicas, políticas y regulatorias en Argentina y las medidas tomadas por el Gobierno argentino pueden tener un impacto significativo en nosotros. Usted debe hacer su propia evaluación sobre Argentina y las condiciones imperantes en el país antes de tomar una decisión de inversión.

La economía argentina ha experimentado una significativa volatilidad en las últimas décadas, incluyendo diversos periodos de crecimiento bajo o nulo y niveles elevados y variables de inflación y devaluación del Peso Argentino. No podemos asegurar que los niveles de crecimiento de los últimos años se mantengan en los años siguientes o que la economía argentina no sufra una recesión. Si las condiciones económicas en Argentina se deterioraran, o si la inflación se acelerara

aún más, o si las medidas del Gobierno argentino para atraer o retener la inversión extranjera y el financiamiento internacional en el futuro no tuvieran éxito, tales acontecimientos podrían afectar adversamente el crecimiento económico de Argentina y, a su vez, afectar nuestra solvencia financiera y los resultados de operación.

Las condiciones económicas argentinas dependen de diversos factores, incluyendo (sin limitación) los siguientes:

- demanda internacional de las principales *commodities* exportados por Argentina;
- los precios internacionales de las principales *commodities* exportados por Argentina;
- estabilidad y competitividad del Peso Argentino con respecto a las monedas extranjeras;
- competitividad y eficiencia de las industrias y servicios nacionales;
- los niveles de consumo interno, de inversión y financiación local e internacional; y
- los niveles de inflación.

La economía argentina también es particularmente sensible a los acontecimientos políticos locales. A pesar de ciertas medidas tomadas por el Gobierno argentino, a partir del 10 de diciembre de 2015, tales como la eliminación de las restricciones cambiarias, el ajuste parcial de las tarifas del gas y la energía eléctrica, y la eliminación o reducción de los impuestos a la exportación de ciertos productos, sigue enfrentando desafíos con respecto a la economía argentina.

Además, la economía argentina es vulnerable a los acontecimientos adversos que afectan a sus principales socios comerciales. Un deterioro continuo de las condiciones económicas en Brasil, el principal socio comercial de Argentina, y un deterioro de las economías de otros socios comerciales importantes de Argentina, tales como China o Estados Unidos, podrían tener un impacto adverso importante en la balanza comercial de Argentina y afectar adversamente el crecimiento económico de Argentina y, por lo tanto, podrían afectar negativamente nuestra salud financiera y los resultados de operación. Además, una significativa depreciación de las monedas de nuestros socios comerciales o competidores comerciales puede afectar negativamente la competitividad de Argentina y, en consecuencia, afectar negativamente la condición económica y financiera de Argentina y los resultados de nuestras operaciones.

El desarrollo económico y político en Argentina puede afectar de manera adversa y material nuestros negocios, resultados de operación y situación financiera.

La economía argentina ha experimentado una volatilidad significativa en las últimas décadas, caracterizada por periodos de bajo o negativo crecimiento, altos niveles de inflación y devaluación de la moneda. Como consecuencia, nuestros negocios y operaciones podrían verse afectados en el futuro, en diferentes grados, por los acontecimientos económicos y políticos y otros eventos materiales que afectan a la economía argentina, tales como: inflación; control de precios; controles cambiarios; fluctuaciones en los tipos de cambio de moneda extranjera y en las tasas de interés; políticas gubernamentales con respecto al gasto y la inversión; aumentos de impuestos nacionales, provinciales o municipales y otras iniciativas que incrementen la participación del gobierno en la actividad económica; disturbios civiles y preocupaciones por la seguridad local. Usted debe hacer su propia investigación sobre la economía argentina y sus condiciones prevalecientes antes de hacer una inversión en nosotros.

La economía argentina sigue siendo vulnerable, como se refleja en las siguientes condiciones económicas:

- los niveles de inflación se mantienen altos y pueden continuar en niveles similares en el futuro: según un informe publicado por el Instituto Nacional de Estadística y Censos de la República Argentina (el "INDEC"), la inflación acumulada al índice de precios al consumidor ("IPC") del año 2018 fue del 47.6%;

- de acuerdo con el cálculo publicado por el INDEC el 19 de junio de 2019, el producto interno bruto (el "PIB") registró, en el primer trimestre de 2019, una caída del 5.8% en relación con el mismo período del año anterior. A efectos comparativos, cabe señalar que el PIB aumentó un 2.9% en 2017 y disminuyó un 2.3% en 2016. El desempeño anterior del PIB de Argentina ha dependido en cierta medida de los altos precios de las materias primas que, a pesar de tener una tendencia favorable a largo plazo, son volátiles en el corto plazo y están fuera del control del Gobierno argentino y del sector privado;

- la deuda pública de Argentina expresada como porcentaje del PIB sigue siendo alta;

- el aumento discrecional del gasto público ha dado lugar y sigue dando lugar a déficits fiscales;

- podría haber un número significativo de protestas o huelgas, como en el pasado, lo que podría afectar negativamente a varios sectores de la economía argentina, incluyendo a la industria de extracción de petróleo;

- el suministro de energía o de gas natural puede no ser suficiente para abastecer la actividad industrial (limitando así el desarrollo industrial) y el consumo;

- los niveles de desempleo y de empleo informal siguen siendo altos, según el INDEC, el nivel de desempleo durante el primer trimestre de 2019 fue del 10.1%;

- en el ambiente generado por las condiciones antes mencionadas, la demanda de divisas podría crecer, generando un efecto de fuga de capitales como en los últimos años;

- el 7 de junio de 2018, el Gobierno argentino y el Fondo Monetario Internacional (el "FMI") anunciaron que se había llegado a un entendimiento técnico con la intención de abrir una línea de crédito por un monto de 50,000 millones de Dólares a 3 años, sujeto a la aprobación del Comité Ejecutivo del FMI, que considerará el plan económico de Argentina (el "SBA"). Las autoridades han indicado que tienen la intención de recurrir al primer tramo del acuerdo, pero que posteriormente tratan el préstamo como reservas cautelares en caso de que se necesiten en el futuro. El 20 de junio de 2018, el Comité Ejecutivo del FMI aprobó el mencionado acuerdo. El 21 de junio de 2018, el FMI realizó el primer desembolso bajo el acuerdo por un monto de US$15,000 millones. Además, el 26 de septiembre de 2018 el Gobierno argentino anunció que se había alcanzado un nuevo acuerdo técnico con el FMI, el que sustentó el acuerdo de reserva de tres años aprobado el 20 de junio de 2018. El acuerdo revisado incluye un aumento de los fondos disponibles del FMI de 19,000 millones de Dólares hasta finales de 2019, y eleva el monto total disponible en el marco del programa a 57,100 millones de Dólares hasta 2021. Los fondos disponibles en el marco del programa ya no se considerarían reservas cautelares, ya que las autoridades han indicado que tienen la intención de utilizar realmente el financiamiento del FMI para el apoyo presupuestario. El 26 de octubre de 2018, el FMI autorizó un segundo desembolso bajo el acuerdo por US$5,700 millones. El 19 de diciembre de 2018, el FMI autorizó un tercer desembolso bajo el acuerdo por US$7,600 millones. El 5 de abril del 2019, el FMI autorizó un cuarto desembolso bajo el acuerdo por US$10.9 miles de millones.

Adicionalmente, el 12 de julio de 2019, el FMI autorizó un quinto desembolso bajo el acuerdo de aproximadamente US$5,400 millones; y

- como parte de los compromisos del Gobierno argentino bajo el acuerdo con el FMI, el Comité de Política Monetaria del Banco Central de la República Argentina (el "BCRA") anunció el 28 de septiembre de 2018, el objetivo de controlar la emisión monetaria, de forma que crezca 0% hasta junio de 2019. Posteriormente, el Comité de Política Monetaria anunció que la meta de lograr un crecimiento del 0% en la base monetaria se extenderá hasta diciembre de 2019.

Además, las elecciones presidenciales y legislativas en Argentina tendrán lugar en octubre de 2019, y su impacto en el futuro entorno económico y político es incierto, pero es probable que sea significativo. El 10 de marzo de 2019, se llevaron a cabo en la Provincia del Neuquén elecciones al congreso y a la gubernatura. Omar Gutiérrez, del partido Movimiento Popular Neuquino, fue reelegido como gobernador con aproximadamente el 39.92% de los votos. Para más información al respecto, véase "*Las próximas elecciones presidenciales y provinciales en Argentina generan cierta incertidumbre en la economía argentina y, en consecuencia, en nuestros negocios".*

Tal como ha sucedido anteriormente, la economía argentina puede verse afectada negativamente si las presiones políticas y sociales dificultan la implementación de ciertas políticas diseñadas para controlar la inflación, generar crecimiento y mejorar la confianza de los consumidores e inversionistas, o si las políticas implementadas por el Gobierno argentino que están diseñadas para alcanzar estas metas no tienen éxito. Estos eventos podrían afectar materialmente de manera adversa nuestra condición financiera y los resultados de operación.

Cualquier disminución en el crecimiento económico, el aumento de la inestabilidad económica o la expansión de las políticas económicas y las medidas tomadas por el Gobierno argentino para controlar la inflación o abordar otros acontecimientos macroeconómicos que afectan a entidades del sector privado como nosotros, cualquier desarrollo sobre el cual no tengamos el control, podría tener un efecto adverso en nuestros negocios, situación financiera o resultados de operación.

En caso de cualquier crisis económica, social o política, la capacidad del Gobierno argentino para obtener financiamiento, internacional o multilateral privado, adicional o inversión extranjera directa también puede ser limitada, lo que a su vez puede perjudicar su capacidad para implementar reformas y políticas públicas que fomenten el crecimiento económico, así como su capacidad para cumplir con el servicio de sus obligaciones de deuda pendientes, todo lo cual podría tener un efecto adverso en nuestro negocio, condición financiera o resultados de operaciones. En tal escenario, las empresas que operan en Argentina pueden enfrentar el riesgo de huelgas, expropiación, nacionalización, modificación forzada de los contratos existentes y cambios en las políticas tributarias, incluyendo aumentos de impuestos y reclamos fiscales retroactivos. Además, los tribunales argentinos han dictado sentencias que modifican la jurisprudencia existente en materia laboral exigiendo que las empresas asuman una mayor responsabilidad, asuman los costos y riesgos asociados con la mano de obra subcontratada y al cálculo de los salarios, indemnizaciones por despido y cotizaciones a la seguridad social. Dado que operamos en un contexto en el que las leyes y reglamentos aplicables cambian con frecuencia, es difícil predecir si nuestras actividades se verán afectadas por dichos cambios y de qué manera.

La Comisión Federal de Competencia Económica ("COFECE") es la autoridad en materia de competencia en México con jurisdicción en varios sectores de la economía mexicana, incluyendo el sector de petróleo y gas, y como tal, tiene jurisdicción sobre las actividades realizadas por Vista.

La COFECE tiene amplias facultades para investigar y perseguir prácticas monopólicas absolutas (cárteles), prácticas monopólicas relativas (abuso de poder sustancial o de posición dominante)) y concentraciones ilícitas, así como para prevenir concentraciones que puedan tener efectos anticompetitivos. Además, la COFECE puede determinar la existencia de insumos

esenciales y regular su acceso, identificar barreras a la competencia y emitir recomendaciones a las autoridades federales, locales y municipales para eliminar dichas barreras y fomentar las condiciones de competencia. Por lo tanto, muchas de nuestras actividades pueden ser revisadas por la COFECE y, en el caso particular de operaciones de capital que involucren ciertos umbrales monetarios en términos de valor y/o activos, es posible que la realización de dichas operaciones requiera autorización de la COFECE.

Como resultado, la consumación de adquisiciones pendientes o futuras de activos o acciones puede estar sujeta al cumplimiento o renuncia de condiciones de cierre habituales, incluyendo, entre otras, la autorización de la COFECE. La realización de dichas operaciones no está asegurada, y estará sujeta a riesgos e incertidumbres, incluyendo el riesgo de que no se obtengan las autorizaciones regulatorias necesarias o que no se cumplan otras condiciones de cierre. Si dichas operaciones no se consuman, o si están sujetas a retrasos significativos, podrían afectar negativamente los precios de cotización de nuestras acciones ordinarias y nuestros resultados comerciales y financieros futuros.

Asimismo, la COFECE podría imponer sanciones o establecer condiciones a nuestro negocio si no podemos solicitar o recibir, o nos retrasamos en solicitar o recibir, las autorizaciones mencionadas y, si éstas se materializaran podrían tener un efecto material adverso en nuestros resultados y condición financiera. Del mismo modo, no se puede asegurar que las autorizaciones que no se hayan obtenido podrán obtenerse o puedan obtenerse sin condiciones. La falta de obtención de dichas autorizaciones, o las condiciones a las que pueden estar sujetas, podrían tener un efecto material adverso en nuestros resultados y condición financiera.

Ciertos riesgos son inherentes a cualquier inversión en una empresa que opera en un mercado emergente, como Argentina y México.

Argentina y México son economías de Mercado Emergentes, y la inversión en mercados emergentes generalmente conlleva riesgos. Estos riesgos incluyen la inestabilidad política, social y económica que puede afectar los resultados económicos de Argentina y México, los cuales pueden provenir de muchos factores, incluyendo los siguientes:

- incrementos en las tasas de interés;
- cambios abruptos en el valor de las divisas;
- altos niveles de inflación;
- controles de cambio;
- controles salariales y de precios;
- regulaciones para la importación de equipos y otras necesidades relevantes para las operaciones;
- cambios en las políticas económicas, administrativas o fiscales del gobierno; y
- tensiones políticas y sociales.

Cualquiera de estos factores, así como la volatilidad en los mercados, pueden afectar adversamente nuestro negocio, los resultados de operación, la situación financiera, el valor de nuestras Acciones Serie A y ADS, además de nuestra capacidad para cumplir con nuestras obligaciones financieras.

La implementación de controles de cambio en el futuro, incluyendo la repatriación obligatoria de los ingresos provenientes de las ventas de exportación de hidrocarburos, podría afectar adversamente nuestros resultados de operación.

Aunque el Gobierno argentino ha eliminado todas las disposiciones restantes relativas a la repatriación de los ingresos de exportación, el Gobierno argentino anterior había establecido la obligación de repatriar y convertir en Pesos Argentinos a través del mercado local de divisas, todos los ingresos de exportación derivados de las ventas de exportación de petróleo y gas.

Mediante el Decreto 2703/2002, el Poder Ejecutivo argentino estableció la obligación para los productores de petróleo y gas de liquidar al menos el 30% de los ingresos provenientes de la exportación de petróleo crudo de libre disponibilidad o sus derivados a través del mercado cambiario local. Posteriormente, el 25 de octubre de 2011, mediante el Decreto 1722/2011, el Poder Ejecutivo argentino extendió la obligación de repatriación al 100% de los ingresos de exportación.

Sin embargo, desde la elección del presidente Mauricio Macri, las restricciones cambiarias han sido significativamente flexibilizadas mediante la derogación parcial de ciertas normas, incluyendo el Decreto 1722/2011. Así, el 1 de noviembre de 2017, mediante el Decreto 893/2017, y posteriormente mediante la Comunicación "A" 6363 (y sus modificaciones) del BCRA, se eliminaron todas las disposiciones relativas a la repatriación de los ingresos de exportación, incluida la obligatoriedad de ingreso y liquidación de divisas provenientes de operaciones de exportación de petróleo y gas.

No podemos asegurar que el Gobierno argentino no impondrá en el futuro nuevas restricciones a la exportación, incluyendo requisitos para repatriar los ingresos provenientes de las exportaciones de petróleo y gas, los cuales podrían afectar adversamente nuestro negocio, los resultados de las operaciones y la condición financiera, ni que el Gobierno mexicano no impondría controles de cambio u otras medidas confiscatorias.

El impacto de la inflación en Argentina sobre nuestros costos podría tener un efecto material adverso en nuestros resultados de operación.

Históricamente, la inflación ha socavado la economía argentina, así como la capacidad del Gobierno argentino para crear condiciones que permitan el crecimiento. En los últimos años, Argentina ha experimentado altos niveles de inflación.

En enero de 2014, se publicó un nuevo índice de precios al consumidor, el Índice de Precios al Consumidor Nacional Urbano (“IPCNu”) con el objetivo de mejorar la precisión de las mediciones de la evolución de los precios en la economía argentina. El IPCNu integra un conjunto de índices de precios que permite monitorear la evolución de diversos precios de la economía (mayoristas, de materias primas y de construcción, entre otros) considerando la información de precios de todas las provincias de Argentina. El IPCNu aumentó un 10.7% en el periodo de enero a octubre de 2015 (según los últimos datos disponibles); y un 20.9% en 2014. En el pasado, ha habido una disparidad sustancial entre los índices de inflación publicados por el INDEC y los índices de inflación más altos estimados por las consultoras privadas. El INDEC estimó que el Índice de Precios al Por Mayor de Argentina aumentó un 13.1% en 2012, un 14.8% en 2013, un 28.3% en 2014 y un 10.6% en el periodo comprendido entre enero y octubre de 2015 (según los últimos datos disponibles, debido a que el INDEC no ha revelado cifras para noviembre y diciembre de 2015). Como consecuencia de los eventos mencionados, no se reveló la medida de inflación del índice IPCNu para todo el año 2015, y de acuerdo con los últimos datos disponibles (a partir de octubre de 2015) el IPCNu registró un incremento del 11,9% con respecto al periodo enero a octubre de 2015. Como orientación alternativa al IPCNu, las autoridades sugirieron que se observaran otras medidas, como las publicadas por el gobierno de la Ciudad de Buenos Aires, a través de la Dirección General de Estadística y Censos (IPC CABA) y la Provincia de San Luis que registraron un incremento anual del 26.9% y 31.6% en 2015, respectivamente.

El 8 de enero de 2016, la actual administración emitió el Decreto No. 55/2016 que declara el estado de emergencia estadística nacional respecto del sistema estadístico nacional y al INDEC hasta el 31 de diciembre de 2016 (el cual no fue prorrogado). Durante este estado de emergencia, el INDEC suspendió momentáneamente la publicación de los principales indicadores (precios,

pobreza, desempleo y PIB) hasta que se completara una reorganización de su estructura técnica y administrativa capaz de producir información estadística suficiente y confiable. Durante dicho periodo, el INDEC publicó cifras oficiales del IPC publicadas por el gobierno de la Ciudad de Buenos Aires y la Provincia de San Luis como referencia. A la fecha de este prospecto, el INDEC ha reanudado la publicación de los datos estadísticos mencionados, aunque para algunos indicadores no ha revelado o proporcionado cifras readecuadas para ciertos periodos de tiempo.

Después de implementar las reformas anunciadas, en diciembre de 2016 el INDEC comenzó a publicar las mediciones oficiales de su principal indicador de inflación, el IPC. Durante 2017, el INDEC publicó regularmente el índice IPC, registrando un aumento del 24.8% en comparación anual. La variación del IPCNu para el periodo de enero a diciembre de 2018 fue del 47.6% en comparación con el mismo periodo del año 2017. Por otra parte, el INDEC informó que el IPC mensual registró una variación del 2.9% en enero de 2019 en comparación con diciembre de 2018, una variación del 3.8% en febrero en comparación con enero de 2019, una variación del 4.7% en marzo en comparación con febrero de 2019 y una variación del 3.4% en abril comparada con marzo del 2019 y una variación del 3.1% en mayo comparada con abril del 2019.

El Gobierno argentino continuó implementando medidas para monitorear y controlar los precios de los bienes y servicios más relevantes. A pesar de estas medidas, la economía argentina sigue experimentando altos niveles de inflación. Si el valor del Peso Argentino no puede estabilizarse mediante políticas fiscales y monetarias, podría ocasionarse un aumento en las tasas de inflación.

Los altos niveles de inflación afectan la competitividad exterior de Argentina, la desigualdad social y económica, afectan negativamente el empleo, el consumo, el nivel de actividad económica y socavan la confianza en el sistema bancario argentino, lo que podría limitar aún más la disponibilidad y el acceso al crédito nacional e internacional por parte de las empresas locales y la estabilidad política.

Considerando comportamiento en los últimos años, la inflación sigue siendo un desafío para Argentina. El gobierno de Macri ha anunciado su intención de reducir el déficit fiscal primario como porcentaje del PIB a lo largo del tiempo y la dependencia del Gobierno argentino del financiamiento del BCRA. Si, a pesar de las medidas adoptadas por el gobierno de Macri, estas medidas no logran corregir los desequilibrios inflacionarios estructurales de Argentina, los niveles actuales de inflación podrían continuar y tener un efecto adverso en la economía y la situación financiera del país. La inflación también puede llevar a un aumento de la deuda de Argentina. La inflación en Argentina ha contribuido a un aumento significativo en nuestros costos de operación, particularmente en los costos de mano de obra, y ha tenido un impacto negativo en nuestros resultados de operación, posición financiera y negocios.

Los niveles de inflación podrían aumentar en el futuro, y existe incertidumbre sobre los efectos que puedan tener las medidas adoptadas, o que fueran adoptadas en el futuro por el Gobierno argentino para controlar la inflación. Para mayor información, véase la sección "*FACTORES DE RIESGO - La intervención del gobierno puede afectar negativamente a la economía argentina y, como resultado, a nuestros negocios y resultados de operación en Argentina.*" de este prospecto. El aumento de la inflación podría afectar negativamente a la economía argentina y, a su vez, podría afectar negativamente a nuestro negocio, a nuestra situación financiera y al precio de mercado de nuestras Acciones Serie A y de los ADS.

La capacidad de Argentina para obtener financiamiento de los mercados internacionales es limitada, lo que podría afectar su capacidad para implementar reformas y sostener el crecimiento económico*.*

Tras la morosidad de ciertos pagos de deuda por parte de Argentina en 2001, el Gobierno argentino logró reestructurar el 92% de la deuda a través de dos ofertas de canje de deuda llevadas a cabo en 2005 y 2010. A partir de 2002, ciertos acreedores que se negaron a participar de las ofertas de canje (los "*holdouts*") iniciaron numerosas demandas contra Argentina en varias

jurisdicciones, incluidos los Estados Unidos, Italia, Alemania y Japón. Estas demandas generalmente afirman que Argentina no pagó a tiempo los intereses y/o el capital de sus bonos, por lo que buscan sentencias por el valor nominal y/o los intereses devengados de esos bonos. Se han dictado sentencias en numerosos procedimientos en los Estados Unidos, Alemania y Japón. A la fecha de este prospecto, los acreedores con sentencias favorables no han logrado, con algunas excepciones menores, ejecutar esas sentencias.

En 2014, los tribunales de Nueva York prohibieron a Argentina efectuar pagos de sus bonos emitidos en las ofertas cambiarias llevadas a cabo en 2005 y 2010 a los tenedores de deuda reestructurada, a menos que se llegara a un acuerdo con los montos adeudados a los tenedores de bonos en mora. El Gobierno argentino tomó una serie de medidas para continuar sirviendo los bonos emitidos en las ofertas de intercambio de 2005 y 2010, que tuvieron un éxito limitado. Los acreedores que se mantuvieron al margen continuaron litigando para ampliar el alcance de las cuestiones, con el objetivo de incluir el pago por parte del Gobierno argentino de deuda distinta de los bonos cambiarios de 2005 y 2010, y disputaron con éxito la independencia del BCRA.

La actual administración presentó una propuesta de acuerdo a los tenedores de bonos en mora en diciembre de 2015 con el fin de cerrar 15 años de litigios. Entre febrero y abril de 2016, el Gobierno argentino suscribió, en principio, acuerdos con ciertos tenedores de deuda vencida y presentó una propuesta a otros tenedores de deuda vencida, incluyendo aquéllos con reclamaciones pendientes en los tribunales de los Estados Unidos, sujeto a dos condiciones: (i) la obtención de la aprobación del Congreso de la Nación y (ii) el levantamiento de los requerimientos *pari passu*. El 31 de marzo de 2016, el Congreso argentino eliminó los obstáculos legislativos al acuerdo y aprobó la propuesta de acuerdo. El 22 de abril de 2016, Argentina realizó una emisión de bonos gubernamentales por US$16,500 millones, de los cuales US$9,300 millones se destinaron a satisfacer los pagos de los acuerdos de liquidación alcanzados con los tenedores de deuda en mora. Desde entonces, se han liquidado prácticamente todos los créditos pendientes en concepto de fianzas impagadas. El Juez Thomas Griesa ordenó el levantamiento de las medidas cautelares que impedían los pagos a los participantes de las ofertas de canje de deuda de 2005 y 2010, sujeto a la confirmación de los pagos indicados anteriormente.

A la fecha de este prospecto, ciertos litigios iniciados por tenedores de bonos que no han aceptado suscribir acuerdos con la Argentina continúan en distintas jurisdicciones, aunque la magnitud de los reclamos exigidos ha disminuido significativamente.

Además, desde 2001, los accionistas extranjeros de algunas empresas argentinas presentaron demandas por montos sustanciales ante el Centro Internacional de Arreglo de Diferencias Relativas a Inversiones (“CIADI”) contra Argentina, de conformidad con el reglamento de arbitraje de la Comisión de las Naciones Unidas para el Derecho Mercantil Internacional. Los demandantes alegan que ciertas medidas adoptadas por el Gobierno argentino durante la crisis económica de 2001 y 2002 eran incompatibles con las normas o estándares establecidos en varios tratados bilaterales de inversión por los que Argentina estaba obligada en ese momento. Hasta la fecha de este Prospecto, varias de estas controversias se han resuelto, y un número significativo de casos se encuentran en proceso o han sido suspendidos temporalmente debido al acuerdo de las partes.

A pesar de que el levantamiento en 2016 de las medidas que impedían a los bonistas recibir pagos bajo los bonos emitidos de acuerdo con las ofertas de canje de deuda de 2005 y 2010 elimina un obstáculo importante para el acceso del país a los mercados internacionales de capital, no se puede asegurar que los litigios iniciados por tenedores de bonos no aceptantes, así como, las reclamaciones pendientes ante el CIADI, puedan dar lugar a procedimientos legales contra el Gobierno argentino, lo que podría conllevar embargos/incautaciones o medidas cautelares en relación con los activos argentinos que el Gobierno argentino destinó a otros usos. Como resultado, es posible que el Gobierno argentino no cuente con los recursos financieros para implementar reformas e impulsar el crecimiento, lo que podría tener un efecto adverso significativo en la economía del país y, en consecuencia, en nuestras actividades. Asimismo, la incapacidad de Argentina para obtener crédito en los mercados internacionales podría tener un impacto directo en

nuestra capacidad y en la de nuestras subsidiarias para acceder a dichos mercados a fin de financiar nuestras operaciones y crecimiento, incluyendo el financiamiento de inversiones de capital, lo que afectaría negativamente nuestra condición financiera, los resultados de operación y los flujos de caja.

Las fluctuaciones en el valor del Peso Argentino podrían afectar negativamente a la economía argentina y a nuestros negocios y resultados de operación en Argentina.

Las fluctuaciones en el valor del Peso Argentino frente al Dólar pueden afectar adversamente la economía argentina, nuestra condición financiera y los resultados de operación. Si bien la mayoría de nuestros ingresos están denominados en Dólares, las áreas de explotación podrían verse limitadas por la capacidad de las refinerías para impulsar los aumentos de costos a los precios de las bombas, que están denominados en moneda local. Esto puede generar riesgo para nuestro flujo de ingresos en entornos macroeconómicos volátiles. Por lo tanto, estamos expuestos a los riesgos asociados con la fluctuación del Peso Argentino en relación con el Dólar. Después de varios años de moderadas variaciones en el tipo de cambio, entre el 2 de mayo de 2018 y el 1 de octubre de 2018, el Peso Argentino cayó de 20.9 a 38.7 Pesos Argentinos por Dólar de acuerdo con el tipo de cambio para la compra del Dólar publicado por el BCRA, a raíz de la crisis financiera previamente mencionada. No podemos predecir si, y en qué medida, el valor del peso argentino podría depreciarse o apreciarse aún más frente al dólar estadounidense y cómo dichas fluctuaciones podrían afectar nuestro negocio, o el efecto que las elecciones en Argentina puedan tener en el Peso Argentino. Como resultado del aumento de la volatilidad del Peso Argentino, el Gobierno argentino anunció varias medidas para restaurar la confianza del mercado y estabilizar su valor. Las medidas implementadas por el BCRA incluyen, entre otras, los incrementos de las tasas de interés de corto plazo al 70%, el aumento de las reservas obligatorias de depósitos en Pesos Argentinos para los bancos más grandes de Argentina del 28% al 31%, y la venta de reservas en moneda extranjera. Por su parte, el Gobierno argentino anunció que aceleraría la reducción propuesta del déficit fiscal.

Como parte de los términos y condiciones del acuerdo revisado con el FMI aprobado el 20 de junio de 2018, el 28 de septiembre de 2018, el Comité de Política Monetaria del BCRA introdujo una banda de tipos de cambio vigente a partir del 1 de octubre de 2018. El tipo de cambio del Peso Argentino con el Dólar podrá fluctuar entre ARS$34.00 y ARS$44.00 por US$1.00 sin la intervención del BCRA. La banda se ajustó a una tasa mensual del 3% hasta finales de 2018. En caso de que el tipo de cambio fluctúe por encima o por debajo del rango de la banda (la “Zona de no Intervención”), el BCRA podrá intervenir vendiendo o comprando divisas, según sea el caso, para mantener el tipo de cambio dentro de la banda. Adicionalmente, el 2 de enero de 2019, el Comité de Política Monetaria del BCRA decidió mantener la misma banda del rango de tipos de cambio sin intervención vigente desde diciembre de 2018 para enero de 2019, con un ajuste de la tasa mensual del 2% hasta finales de marzo de 2019. En marzo de 2019, el Comité de Política Monetaria del BCRA definió la Zona de no Intervención para el segundo trimestre de 2019. Como resultado, el valor del Peso Argentino frente al Dólar Estadounidense podrá fluctuar entre AR$39.39 y AR$50.97 por US$1.00 (a partir de marzo de 2019), sujeto a ajustes diarios, a una tasa mensual del 1.75% entre el 1 de abril y el 30 de junio de 2019. Con el fin de reforzar el proceso de desinflación, el 16 de abril de 2019, el Comité de Política Monetaria del BCRA decidió reducir la tasa de ajustes diarios de la zona no intervencionista a 0% para el remanente del 2019. En este sentido, los límites se mantendrán constantes en AR$39.755 y AR$51.448, respectivamente, hasta el 31 de diciembre de 2019. Sin embargo, dada la volatilidad observada en los últimos días de abril de 2019, el 29 de abril de 2019, el Comité de Política Monetaria del BCRA consideró apropiado reforzar la política monetaria contractiva modificando el actual régimen cambiario monetario. En este sentido, el BCRA podrá intervenir mediante la venta de divisas, aun cuando el tipo de cambio del Peso Argentino con el Dólar sea inferior a 51.448 pesos (el monto y la frecuencia de dichas intervenciones dependerán de la dinámica del mercado). Además, si el tipo de cambio Peso Argentino-Dólar superara el límite de no intervención de $51.448, el BCRA podría aumentar el monto de las ventas diarias estipuladas hasta el momento de US$150 a US$250

millones. Asimismo, el BCRA puede determinar la necesidad de intervenciones adicionales para contrarrestar episodios de volatilidad excesiva si se considera necesario.

No podemos predecir si el Gobierno argentino podrá cumplir con todos los términos del SBA. La capacidad del Gobierno argentino para estabilizar el mercado de divisas, restaurar el crecimiento económico y cumplir con los términos del SBA es incierta. La continua depreciación del Peso Argentino y, en su caso, el incumplimiento de los términos del SBA podrían tener un efecto material adverso en la economía argentina y, consecuentemente, en nuestros flujos de caja, condición financiera y resultados de operación.

La intervención del Gobierno puede afectar negativamente a la economía argentina y, como resultado, a nuestros negocios y resultados de operación en Argentina.

Anteriormente, el gobierno de Fernández de Kirchner incrementó su intervención directa en la economía, a través de la implementación de medidas de expropiación y nacionalización (incluyendo la ya mencionada expropiación del 51% de las acciones de YPF por parte del Gobierno argentino), control de precios y control de cambios, entre otras. Aunque la administración Macri ha revertido algunas de estas medidas, no hay garantías de que esta tendencia continúe.

En 2008, el gobierno de Fernández de Kirchner absorbió y sustituyó el antiguo sistema privado de pensiones por un sistema público de pensiones de pago sobre la marcha o "*pay as you go*". En consecuencia, todos los recursos administrados por los fondos de pensiones, incluyendo ciertas participaciones significativas en una amplia gama de empresas cotizadas, se transfirieron a un Fondo de Garantía de Sustentabilidad independiente administrado por la Administración Nacional de la Seguridad Social (la "ANSES"). Con la nacionalización de los fondos privados de pensiones argentinos, el Gobierno argentino, a través de la ANSES, se convirtió en accionista de muchas de las empresas cuyas acciones se encuentran en el régimen de la oferta pública de Argentina.

Además, históricamente el Gobierno argentino ha adoptado medidas para controlar directa o indirectamente el acceso de empresas y particulares al comercio exterior y a los mercados de divisas, tales como restringir su libre acceso e imponer la obligación de repatriar y vender en el mercado local de divisas todos los ingresos en divisas obtenidos de las exportaciones. Estas regulaciones nos impidieron o limitaron la compensación del riesgo derivado de nuestra exposición al Dólar. Nuestros negocios y operaciones en Argentina también podrían verse afectados negativamente por las medidas adoptadas por el Gobierno argentino para hacer frente a la inflación y promover un crecimiento macroeconómico sostenible.

Es probable que se presente un escenario de bajo crecimiento y altos niveles de inflación, como resultado de la acumulación de desequilibrios macroeconómicos en los últimos años, las acciones del Gobierno argentino en materia regulatoria y las difíciles condiciones de la economía internacional. No podemos garantizar que las políticas implementadas por el Gobierno argentino no afecten negativamente nuestro negocio, los resultados de las operaciones, la situación financiera, el valor de nuestros valores y nuestra capacidad para cumplir con nuestras obligaciones financieras.

Argentina es una economía de mercado emergente que es altamente sensible a los acontecimientos políticos locales que han tenido un impacto adverso en el nivel de inversión en Argentina. Los desarrollos futuros pueden afectar adversamente la economía argentina y, a su vez, nuestro negocio, los resultados de operación, la situación financiera, el valor de nuestros valores y nuestra capacidad para cumplir con nuestras obligaciones financieras.

Aunque el gobierno de Macri tomó varias medidas con la intención de eliminar la mayoría de los controles cambiarios en Argentina, no podemos garantizar que podamos acceder a los mercados de divisas o que estas medidas no causen fluctuaciones en el valor del Peso Argentino. El levantamiento de ciertos controles cambiarios y otros acontecimientos económicos, sociales y políticos futuros en Argentina, sobre los cuales no tenemos control, pueden afectar adversamente

nuestros negocios, resultados de operación, condición financiera, el valor de nuestros valores y nuestra capacidad para cumplir con nuestras obligaciones financieras.

No obstante las medidas adoptadas por el gobierno de Macri y su planificada liberalización de la economía, no podemos asegurar que las medidas que, en el futuro, puedan adoptar el Gobierno argentino actual o cualquier gobierno futuro, tales como la expropiación, nacionalización, renegociación forzada o modificación de contratos existentes, cambios en las leyes, regulación y políticas que afectan los impuestos, el comercio exterior y las inversiones, no tendrán un efecto material adverso en la economía argentina y, como consecuencia, afectarán negativamente nuestra condición financiera, nuestros resultados de operación o causarán una disminución en el valor de mercado de los ADS y/o las Acciones Serie A.

En el futuro, el Gobierno argentino podría reintroducir controles de cambio, imponer restricciones a las transferencias al exterior, restricciones a los movimientos de capitales o tomar otras medidas en respuesta a la fuga de capitales o a una depreciación significativa del Peso Argentino, lo que podría limitar nuestra capacidad de acceder a los mercados de valores internacionales. Tales medidas podrían provocar tensiones políticas y sociales y socavar las finanzas públicas del Gobierno argentino, como ha ocurrido en el pasado, lo que podría tener un efecto adverso en la actividad económica en Argentina y, en consecuencia, afectar negativamente nuestros negocios y resultados de operación y hacer que el valor de mercado de nuestras Acciones Serie A y/o de los ADS disminuya.

Una crisis financiera global o regional y condiciones desfavorables de crédito y de mercado pueden afectar negativamente nuestra liquidez, clientes, negocios y resultados de operación.

Los efectos de una crisis financiera mundial o regional y los disturbios en el sistema financiero mundial pueden tener un impacto negativo en nuestro negocio, nuestra situación financiera y los resultados de nuestras operaciones, que probablemente serán más graves en las economías de mercado emergentes, como Argentina y México. Este fue el caso en 2008, cuando la crisis económica mundial provocó un repentino declive económico en Argentina en 2009, acompañado de presiones inflacionarias, depreciación del Peso Argentino y una disminución en la confianza de consumidores e inversionistas.

Los efectos de una crisis económica en nuestros clientes y en nosotros no se pueden predecir. La debilidad de las condiciones económicas globales y locales podría llevar a una reducción de la demanda o de los precios de la energía, los hidrocarburos y los productos petrolíferos y petroquímicos relacionados, lo que podría tener un efecto negativo en nuestros ingresos. Factores económicos como el desempleo, la inflación y la falta de disponibilidad de crédito también podrían tener un efecto material adverso en la demanda de energía y, por lo tanto, en la situación financiera de nuestro negocio y en los resultados de las operaciones. La situación financiera y económica en Argentina, México o en otros países de América Latina, como Brasil, también puede tener un impacto negativo en nosotros y en terceros con los que hacemos o podemos hacer negocios. Véase la sección "*FACTORES DE RIESGO - La economía argentina puede verse afectada negativamente por la evolución económica en otros mercados y por efectos de "contagio" más generales, que podrían tener un efecto material adverso en el crecimiento económico de Argentina*" de este prospecto.

La crisis económica mundial que se inició en el cuarto trimestre de 2008, que provocó la caída en las bolsas de valores y la insolvencia de importantes instituciones financieras, limitó la capacidad de las empresas argentinas para acceder a los mercados financieros internacionales, como lo habían hecho en el pasado, o hizo que dicho acceso fuera significativamente más costoso. Una crisis financiera mundial o regional similar en el futuro podría limitar nuestra capacidad de acceso a los mercados de crédito o de valores en un momento en que necesitemos financiación, lo que menoscabaría nuestra flexibilidad para reaccionar ante los cambios en las condiciones económicas y empresariales. Véase "*FACTORES DE RIESGO - Riesgos relacionados con las economías y entornos regulatorios argentinos y mexicanos - La capacidad de Argentina para*

obtener financiamiento de los mercados internacionales es limitada, lo que podría afectar su capacidad para implementar reformas y sostener el crecimiento económico". Por estas razones, cualquiera de los factores anteriores podría, en conjunto o de manera independiente, tener un efecto adverso en nuestros resultados de operación y condición financiera y causar que el valor de mercado de las Acciones Serie A y/o los ADS disminuya.

Por otra parte, la crisis de los mercados emergentes iniciada en el segundo trimestre de 2018 como consecuencia del aumento de las tasas de interés por parte de la Reserva Federal estadounidense y de la guerra comercial entre Estados Unidos y China, entre otros factores, tuvo un impacto material en la economía argentina. Entre el 2 de mayo de 2018 y el 1 de octubre de 2018, el Peso Argentino cayó de 20.9 a 38.7 Pesos Argentinos por cada Dólar de acuerdo con el tipo de cambio para la compra del Dólar publicado por el BCRA. Aunque el FMI y el Gobierno argentino firmaron un acuerdo para normalizar el presupuesto fiscal argentino, no podemos garantizar la estabilidad financiera en los frentes internacional y nacional.

La economía argentina puede verse afectada negativamente por la evolución económica en los mercados financieros globales y por efectos de "contagio" más generales de otros mercados financieros, que podrían tener un efecto material adverso en el crecimiento económico de Argentina.

Los mercados financieros y de valores argentinos están influenciados, en diversos grados, por las condiciones económicas y financieras de otros mercados y la economía argentina es vulnerable a los choques externos, incluidos los relacionados o similares con la crisis económica mundial que comenzó en 2008 y las condiciones económicas y financieras de los principales socios comerciales de Argentina, en particular Brasil. Por ejemplo, la actual devaluación de la moneda brasileña y la desaceleración de su economía pueden afectar negativamente a la economía argentina y, a su vez, a nuestros negocios y resultados de nuestras operaciones. Aunque las condiciones económicas pueden variar de un país a otro, la percepción de los inversionistas de los eventos que ocurren en otros países ha afectado sustancialmente en el pasado, y puede continuar afectando sustancialmente los flujos de capital hacia otros países y el valor de los valores en la bolsa en otros países, incluyendo Argentina. La economía argentina se vio afectada negativamente por los acontecimientos políticos y económicos que se produjeron en varias economías emergentes en los años noventa, incluidos los de México en 1994, el colapso de varias economías asiáticas entre 1997 y 1998, la crisis económica en Rusia en 1998 y la devaluación brasileña de su moneda en enero de 1999.

La economía argentina también se ve influenciada por la evolución económica de los mercados con los que mantiene estrechos vínculos financieros y políticos, incluido el MERCOSUR. En julio de 2019, el MERCOSUR y la Unión Europea firmaron un acuerdo de libre comercio (el "Acuerdo UE-MERCOSUR"), que se espera cree un mercado de bienes y servicios de aproximadamente 800 millones de consumidores y casi un cuarto del PIB mundial. El Acuerdo UE-MERCOSUR contempla, entre otras cuestiones, reducciones arancelarias para determinadas mercancías, mecanismos temporales de salvaguarda que pueden aplicarse temporalmente para evitar perjuicios a las industrias nacionales, la apertura de la contratación pública de los países del MERCOSUR a las empresas europeas, el establecimiento de normas generales sobre comercio electrónico y un mecanismo de solución de controversias. El efecto que el Acuerdo UE-MERCOSUR podría tener en la economía argentina y en las políticas implementadas por el gobierno argentino es incierto. Los acontecimientos económicos o financieros negativos derivados del Acuerdo UE-MERCOSUR pueden tener un efecto material adverso en la economía argentina e, indirectamente, en nuestro negocio, condición financiera y resultados de operación.

Además, las reacciones de los inversionistas internacionales a los eventos que ocurren en un mercado a veces demuestran un efecto de "contagio" en el cual toda una región o clase de inversión es desfavorable para los inversionistas internacionales, Argentina podría verse afectada negativamente por desarrollos económicos o financieros negativos en otros países, lo que a su vez podría tener un efecto significativamente adverso en la economía argentina e, indirectamente, en

nuestros negocios, condición financiera, resultados de operación, y en el valor de mercado de nuestras Acciones Serie A o ADS.

Las restricciones en el suministro de energía podrían afectar negativamente a la economía argentina.

Como resultado de la prolongada recesión, la conversión forzada de las tarifas de energía en Pesos Argentinos y la consiguiente congelación de las tarifas de gas natural y electricidad en Argentina, en los últimos años ha habido una falta de inversión en el suministro de gas natural y electricidad, además de un decremento en la capacidad de transporte en Argentina. Al mismo tiempo, la demanda de gas natural y electricidad ha aumentado sustancialmente, impulsada por la recuperación de las condiciones económicas y las restricciones de precios, lo que llevó al Gobierno argentino a adoptar una serie de medidas que han dado lugar a la escasez de la industria y/o a mayores costos. En particular, Argentina ha estado importando gas natural para compensar la escasez de producción local. Para pagar las importaciones de gas natural, el Gobierno argentino ha utilizado con frecuencia las reservas del BCRA, dada la ausencia de inversión extranjera directa. Si el Gobierno argentino no pudiera hacer frente a sus obligaciones en relación con la importación de gas natural, la actividad económica, los negocios y las industrias pueden verse afectados negativamente.

El Gobierno argentino ha tomado una serie de medidas para aliviar el impacto a corto plazo de la escasez de energía en los usuarios residenciales e industriales. Si estas medidas resultan insuficientes, o si no se dispone de la inversión necesaria para aumentar la capacidad de producción de gas natural, de transporte y generación de energía eléctrica en el mediano y largo plazo, la actividad económica en Argentina podría verse reducida, y con ello nuestras operaciones. Como primer paso de estas medidas, se implementaron una serie de incrementos arancelarios y reducciones de subsidios (aplicables principalmente a las industrias y a los consumidores de altos ingresos). El 17 de diciembre de 2015, y tras la publicación del Decreto No. 134/2015, la administración Macri declaró la Emergencia del Sistema Eléctrico Nacional hasta el 31 de diciembre de 2017 y ordenó al Ministerio de Energía que propusiera medidas y garantizara el suministro eléctrico. La Resolución No. 06/2016 del Ministerio de Energía, de enero de 2016, establece nuevos precios de referencia estacionales para la energía eléctrica en el Mercado Eléctrico Mayorista (el "MEM") para el periodo comprendido entre el 1 de febrero de 2016 y el 30 de abril de 2016, así como el objetivo de ajustar la calidad y seguridad del suministro eléctrico.

En febrero de 2016, el Gobierno argentino revisó el programa de tarifas de electricidad y gas, y redujo los subsidios a la demanda de estos servicios, aumentando en más de un 500% los costos de la energía, con la excepción de los consumidores de bajos ingresos por la reducción de los subsidios. Al restablecer los niveles de tarifas, modificar el marco regulatorio y reducir la participación del Gobierno argentino en el sector energético, el Gobierno argentino buscó corregir las distorsiones en el sector energético y realizar las inversiones necesarias. En julio de 2016, un tribunal federal de la ciudad de La Plata suspendió el aumento de la tarifa de gas en la Provincia de Buenos Aires. El 3 de agosto de 2016, un tribunal federal de San Martín suspendió el aumento de las tarifas de gas en todo el país hasta que se celebró una audiencia pública para discutir el aumento de las tarifas. La sentencia fue apelada ante la Corte Suprema, y el 18 de agosto de 2016, la Corte Suprema dictaminó que el aumento en la tarifa de gas de los usuarios residenciales no podía ser impuesto sin una audiencia pública. El 16 de septiembre de 2016 se celebró la audiencia pública en la que se acordó que la tarifa de gas se ajustaría en aproximadamente un 200% en octubre de 2016, con ajustes de precios semestrales en 2019. A la fecha de este prospecto, algunos ajustes han sido materializados. En este sentido, a título ejemplificativo, mediante resoluciones No. 205-207/2019, de fecha 5 de abril de 2019, el Ente Nacional Regulador del Gas en Argentina, establecido en la Ley No. 24,076, (el "ENARGAS") estableció el nuevo esquema de tarifas de gas para algunas de las empresas de transporte y distribución de gas, que será aplicable durante el semestre abril-octubre de 2019.

En relación con el marco que determina el valor de las tarifas del servicio público de distribución de gas para el año 2017, el Ministerio de Energía emitió el 30 de marzo de 2017 la

Resolución No. 74/2017, por la que se adoptan los valores del gas en el punto de entrada al sistema de transporte, aplicables a partir del 1 de abril de 2017. Por otro lado, el 30 de noviembre de 2017, el Ministerio de Energía emitió: (i) la Resolución No. 474-E/2017, la cual adoptó los valores del gas en el punto de entrada al sistema de transporte, aplicable a partir del 1 de diciembre de 2017; y (ii) la Resolución No. 133/2017 que aprobó las tarifas a aplicar al consumo de gas a partir del 1 de diciembre de 2017.

En cuanto a otros servicios, incluida la electricidad, el 28 de octubre de 2016 se celebró una audiencia pública para considerar una propuesta de aumento del 31% de la tarifa solicitada por los distribuidores de energía. Posteriormente, el Gobierno argentino anunció aumentos en las tarifas eléctricas de entre el 60% y el 148%. El 31 de marzo de 2017, el Ministerio de Energía publicó una nueva lista de tarifas con incrementos de aproximadamente el 24% para el suministro de gas natural por redes que habían sido parcialmente reguladas desde el 1 de abril de 2017. Además, el 17 de noviembre de 2017, se celebró una audiencia pública convocada por el ex Ministro de Energía y Minas para actualizar el programa de tarifas de gas natural y electricidad. El nuevo esquema tarifario prevé una reducción gradual de las subvenciones, que se traducirá en un aumento, entre diciembre de 2017 y febrero de 2018, de entre el 34% y el 57% (dependiendo de la provincia) para el gas natural y el 34% para la electricidad. Además, el 31 de mayo de 2018, el Congreso argentino aprobó una ley que busca limitar el aumento de las tarifas de energía implementada por la administración Macri, la cual fue vetada posteriormente por el Presidente Macri. El 1 de agosto de 2018, en cumplimiento de la Resolución No. 208/2018 del Consejo Nacional Regulador de la Electricidad ("ENRE"), y el Ministerio de Energía publicó un nuevo esquema tarifario con aumentos en las tarifas eléctricas.

Adicionalmente, mediante la Resolución No. 46/2018, el Ministerio de Energía instruyó a la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima ("CAMMESA") para la adquisición de gas, a ser suministrado a los generadores de electricidad que operan en el Sistema de Interconexión Argentino ("SIA"), de acuerdo con los precios máximos de referencia, en el punto de entrada al sistema de transporte, establecidos en dicha resolución, los cuales varían dependiendo de la cuenca en la que se produce el gas. De conformidad con la Resolución No. 25/2018 del Ministerio de Energía, estos precios máximos de referencia no son aplicables si el gas es suministrado por Integración Energética Argentina S.A. (antes denominada ENARSA), empresa propiedad del Estado argentino, que, en virtud de dicha resolución, debe suministrar dicho bien a costa de su adquisición y comercialización. La emisión de la Resolución No. 46/2018 (modificada por la Resolución No. 25/2018), significó una reducción de los precios previamente establecidos por el Ministerio de Energía mediante la Resolución No. 41/2016 del 7 de abril de 2016.

Los cambios en el marco regulatorio en materia de energía y el establecimiento de tarifas más altas para el suministro de gas y electricidad podrían afectar nuestra estructura de costos y aumentar los costos de operación y de servicio público. Además, el aumento significativo en el costo de la energía en Argentina podría tener un efecto adverso en la economía argentina y, por lo tanto, en nuestro negocio, condición financiera y resultados de operación.

Existe incertidumbre sobre las medidas que, en el futuro pudiera adoptar el Gobierno argentino en relación con los aranceles y el impacto que pueden tener en la economía del país. Si el Gobierno federal argentino no resuelve los efectos negativos sobre la explotación, el transporte y la distribución de energía en Argentina con respecto al suministro residencial e industrial, esto podría reducir la confianza y afectar negativamente la situación económica y financiera de Argentina y causar inestabilidad política. Por otra parte, si la inversión necesaria para incrementar la producción de gas natural no licuado y el transporte y distribución de energía no se especifica de manera oportuna, la actividad económica en Argentina podría verse afectada negativamente y nuestro negocio, condición financiera y resultados de operación podrían verse afectados negativamente.

Las próximas elecciones presidenciales y provinciales en Argentina generan cierta incertidumbre en la economía argentina y, en consecuencia, en nuestros negocios.

Las elecciones presidenciales argentinas se llevarán a cabo entre agosto y octubre de 2019 (primarias y primera vuelta, respectivamente, con una posible segunda vuelta en noviembre de 2019). Junto con las elecciones nacionales, en varias provincias, durante 2019 se llevaron y se llevarán a cabo elecciones locales. El impacto de estos procesos electorales y el efecto que podrían tener en las políticas económicas argentinas son inciertos, e implican incertidumbre en cuanto a si el nuevo gobierno argentino implementará cambios en las políticas o en la regulación o si mantendrá las políticas o regulaciones actuales. No podemos garantizar que los programas y políticas vigentes en el sector del petróleo y el gas, tanto a nivel provincial como nacional, se mantendrán en vigor en el futuro. Tanto el presidente de Argentina como el Congreso tienen un poder considerable para determinar las políticas y acciones gubernamentales que se relacionan con la economía argentina. Por lo tanto, no podemos prever las medidas que podrían ser adoptadas por la administración Macri, o por cualquier nueva administración a nivel nacional o provincial, y el efecto que dichas medidas podrían tener en la economía argentina y en la capacidad de Argentina para cumplir con sus obligaciones financieras, lo que podría afectar negativamente nuestros negocios, nuestra condición financiera y los resultados de nuestras operaciones. Además, no podemos asegurar que los acontecimientos económicos, regulatorios, sociales y políticos en Argentina posteriores a las elecciones no afectarán nuestros negocios, nuestra condición financiera o los resultados de nuestras operaciones, ni harán que el valor de mercado de nuestras acciones disminuya.

Un abordaje incorrecto o inexistente de los riesgos reales y percibidos de deterioro institucional y corrupción puede afectar negativamente la economía y la situación financiera de Argentina y, en consecuencia, nuestro negocio.

La falta de un sólido marco institucional y transparente en relación con la contratación estatal y las acusaciones de corrupción han afectado y siguen afectando a Argentina. Argentina ocupó el puesto 85 de 180 en el Índice Internacional de Percepción de la Corrupción y transparencia en 2018 y el 119 de 190 en el informe *Doing Business 2019* del Banco Mundial.

A la fecha de este prospecto, existen varias investigaciones en curso sobre acusaciones de lavado de dinero y corrupción llevadas a cabo por distintas Fiscalías Federales en lo Criminal y Correccional de la Argentina, incluyendo la más relevante, conocida como “Los Cuadernos de las Coimas”, que han tenido un impacto negativo en la economía y el entorno político argentino. Dependiendo del tiempo que tarden en cerrarse dichas investigaciones y de sus resultados, las empresas involucradas en las investigaciones pueden estar sujetas, entre otras consecuencias, a una disminución de sus calificaciones crediticias, a reclamos presentados por sus inversionistas, a mayores restricciones en su acceso a financiamiento a través de los mercados de capitales, así como a una disminución en sus ingresos. Adicionalmente, a medida que avanzan los procesos penales contra las empresas involucradas en las investigaciones, dichas empresas pueden verse restringidas en la prestación de servicios o enfrentarse a nuevas restricciones, debido a los estándares internos de sus clientes. Estos efectos adversos podrían restringir la capacidad de estas empresas para llevar a cabo sus actividades operativas y cumplir con sus obligaciones financieras. Como consecuencia de lo anterior, el número de proveedores disponibles para nuestras operaciones puede verse reducido y, como tal, tener un efecto adverso sobre nuestras actividades comerciales y resultados de operaciones.

Reconociendo que el hecho de no abordar estas cuestiones podría aumentar el riesgo de inestabilidad política, distorsionar los procesos de toma de decisiones y afectar negativamente la reputación internacional de Argentina y su capacidad para atraer inversión extranjera, el gobierno argentino ha anunciado varias medidas destinadas a fortalecer las instituciones argentinas y reducir la corrupción. Estas medidas incluyen la reducción de las condenas penales a cambio de la cooperación con el gobierno en las investigaciones de corrupción, un mayor acceso a la información pública, la restitución al estado de bienes de funcionarios corruptos, el aumento de las facultades de la Oficina Anticorrupción, la presentación de un proyecto de una nueva ley de ética pública, entre otras. La capacidad del gobierno argentino para implementar estas iniciativas es incierta, ya que estaría sujeta a una revisión independiente por parte del poder judicial, como así también al apoyo legislativo por parte de los partidos opositores.

No podemos asegurar que la implementación de estas medidas por parte del gobierno argentino tenga éxito en frenar el deterioro institucional y la corrupción.

Las condiciones económicas y las políticas gubernamentales en México y en otros lugares pueden tener un impacto material en nuestras operaciones.

Un deterioro en la condición económica de México, inestabilidad social, disturbios políticos, cambios en las políticas gubernamentales u otros acontecimientos sociales adversos en México podrían afectar adversamente nuestra condición financiera y de negocios. Esos acontecimientos también podrían provocar un aumento de la volatilidad en los mercados financieros y cambiarios, lo que afectaría nuestra capacidad para obtener financiamiento. Además, el Gobierno mexicano anunció recortes presupuestarios en noviembre de 2015, febrero de 2016 y septiembre de 2016 como consecuencia a la caída de los precios internacionales del crudo. Cualquier nuevo recorte presupuestario podría afectar negativamente a la economía mexicana y, en consecuencia, a nuestros negocios, situación financiera, resultados operativos y perspectivas.

En el pasado, México ha experimentado varios periodos de crecimiento económico lento o negativo, alta inflación, altas tasas de interés, devaluación de la moneda y otros problemas económicos. Estos problemas pueden empeorar o reaparecer, según corresponda, en el futuro y podrían afectar adversamente nuestro negocio y nuestra capacidad para pagar nuestra deuda. Un empeoramiento de las condiciones financieras o económicas internacionales, como una desaceleración del crecimiento o condiciones de recesión en los socios comerciales de México, incluyendo a Estados Unidos, o el surgimiento de una nueva crisis financiera, podría tener efectos adversos en la economía mexicana, en nuestra condición financiera y en nuestra capacidad para pagar nuestra deuda.

Además, el Gobierno mexicano ha tenido una influencia significativa en la economía mexicana en el pasado y es probable que continúe haciéndolo. Los cambios en el marco legal y las políticas pueden afectar negativamente a nuestro negocio y al valor de nuestros valores.

México ha experimentado un periodo de creciente actividad delictiva, que podría afectar nuestras operaciones.

En los últimos años, México ha experimentado un periodo de creciente actividad delictiva, principalmente debido a las actividades de los cárteles de la droga y organizaciones delictivas relacionadas. Además, el desarrollo del mercado ilícito de combustibles en México ha conducido a un aumento de los robos y del comercio ilegal de los combustibles que producimos. En respuesta, el gobierno mexicano ha implementado varias medidas de seguridad y ha fortalecido sus fuerzas militares y policiales. A pesar de estos esfuerzos, la actividad delictiva sigue existiendo en México, algunas de las cuales pueden estar dirigidas a nuestras instalaciones y productos. En un caso extremo, estas actividades, su posible escalada y la violencia asociada con ellas, pueden tener un impacto negativo en nuestra condición financiera y resultados de operación. Estamos particularmente expuestos a este riesgo en los bloques en los que tenemos intereses no operativos y tenemos una capacidad más limitada para tomar acciones contra cualquier actividad criminal que afecte nuestras operaciones, como el Bloque TM-01, ubicado en la cuenca de Tampico-Misantla en México.

Los acontecimientos económicos y políticos en México pueden afectar negativamente la política económica del país y, a su vez, nuestras operaciones.

Los eventos políticos en México pueden afectar significativamente la política económica del país y, en consecuencia, nuestras operaciones. El 1 de julio de 2018 se celebraron elecciones presidenciales y al Congreso Federal en México. Andrés Manuel López Obrador, miembro del Movimiento Regeneración Nacional (“MORENA”), fue elegido Presidente de México y asumió el cargo el 1 de diciembre de 2018, en sustitución de Enrique Peña Nieto, miembro del Partido Revolucionario Institucional. El mandato del nuevo Presidente expirará el 30 de septiembre de 2024. A la fecha de este reporte anual, el partido político del nuevo presidente tiene mayoría en la

Cámara de Diputados y es la primera fuerza parlamentaria en el Senado; junto con otros partidos que forman parte del Congreso, el partido político del nuevo presidente podría lograr mayorías calificadas o necesarias en ambas cámaras para aprobar sus planes de gobierno MORENA, a través de su participación en la coalición Juntos Haremos Historia, tiene mayoría absoluta en la Cámara de Diputados y ningún partido político tiene mayoría en el Senado. Los miembros recién elegidos del Congreso mexicano asumieron sus funciones el 1 de septiembre de 2018. El 9 de julio de 2019, el Secretario de Hacienda y Crédito Público designado por el nuevo gobierno renunció a su cargo. Dichos cambios y cualquier cambio adicional en las posiciones clave del nuevo gabinete presidencial podrían tener un efecto material adverso en la economía del país. Además, no podemos asegurar que los acontecimientos políticos en México no tendrán un efecto adverso en la economía mexicana o en la industria del petróleo y el gas y, a su vez, en nuestros negocios, resultados de operación y condición financiera, incluyendo nuestra capacidad para pagar nuestra deuda.

Las condiciones económicas en México están altamente correlacionadas con las condiciones económicas de los Estados Unidos debido a la proximidad física/geográfica y al alto grado de actividad económica entre los dos países en general, incluyendo el comercio facilitado por el Tratado de Libre Comercio de América del Norte (el "TLCAN"). Como resultado, los acontecimientos políticos en los Estados Unidos, incluyendo los cambios en la administración y las políticas gubernamentales, también pueden tener un impacto en el tipo de cambio entre el Dólar estadounidense y el Peso mexicano, las condiciones económicas en México y los mercados de valores globales.

Desde 2003, las exportaciones de productos petroquímicos de México a los Estados Unidos han tenido una tasa arancelaria "cero" por el TLCAN y, sujeta a excepciones limitadas, las exportaciones de petróleo crudo y productos derivados del petróleo también han estado libres o exentas de aranceles. En agosto de 2017, México, Estados Unidos y Canadá iniciaron la renegociación del TLCAN. El 30 de noviembre de 2018, México, Estados Unidos y Canadá firmaron el nuevo Tratado entre México, Estados Unidos y Canadá (el "T-MEC"). A la fecha de este prospecto, las partes del T-MEC tenían que continuar con sus procesos nacionales hacia la ratificación e implementación del T-MEC. Cualquier aumento de los aranceles de importación que resulte del T-MEC o de cualquier otro acuerdo futuro podría hacer económicamente insostenible para las compañías estadounidenses importar nuestros productos de petróleo y gas, si no pudieren transferir esos costos adicionales a los consumidores, lo que aumentaría nuestros gastos y disminuiría nuestros ingresos incluso si los precios nacionales e internacionales de nuestros productos se mantienen constantes. Mayores aranceles sobre los productos que exportamos a los Estados Unidos también podrían obligarnos a renegociar nuestros contratos o a perder negocios, lo que tendría un impacto adverso significativo en nuestro negocio y en los resultados de nuestras operaciones.

Debido a que la economía mexicana está fuertemente influenciada por la economía de los Estados Unidos, la implementación del T-MEC y/u otras políticas del gobierno de los Estados Unidos que puedan ser adoptadas por la administración de los Estados Unidos pueden afectar adversamente las condiciones económicas en México. Estos acontecimientos podrían a su vez tener un efecto adverso en nuestra condición financiera, resultados de operación y capacidad para pagar nuestra deuda.´

Además, el Presidente Andrés Manuel López Obrador y su administración han tomado recientemente medidas para limitar la nueva inversión privada en la industria de los hidrocarburos, incluyendo la cancelación de licitaciones para la ejecución de acuerdos E&P. A la fecha de este prospecto, no se ha anunciado ninguna otra licitación. Estas acciones pueden afectar de manera adversa nuestra capacidad de expandir nuestras operaciones en México.

El referéndum del Reino Unido para salir de la Unión Europea tendrá efectos inciertos.

El 23 de junio de 2016, el Reino Unido votó a favor de salir de la Unión Europea (comúnmente conocido como "Brexit"). Los términos del Brexit y la relación resultante entre el

Reino Unido y la Unión Europea son inciertos para las empresas que operan tanto en el Reino Unido como en la economía global en general. Además, nuestros negocios y operaciones pueden verse afectados por cualquier voto posterior en Escocia para buscar la independencia del Reino Unido:

- impacto adverso en el crecimiento macroeconómico y en la demanda de petróleo y gas;
- la continua volatilidad de las divisas, incluyendo la libra esterlina y el Dólar estadounidense, que puede afectar nuestros resultados financieros;
- la volatilidad de los mercados de capital y de deuda, y el acceso a otras fuentes de capital;
- la incertidumbre empresarial resultante de las prolongadas negociaciones políticas; y
- estabilidad incierta de la Unión Europea y de la economía mundial si otros países salen de la Unión Europea.

Dada la falta de precedentes comparables, no está claro qué implicaciones financieras, comerciales y legales tendría la renuncia del Reino Unido de la Unión Europea y cómo nos afectaría dicha renuncia. Además, Brexit puede llevar a otros países miembros de la Unión Europea a considerar la posibilidad de celebrar referendos en relación con su pertenencia a la Unión Europea. Las consecuencias adversas en relación con Brexit o la Unión Europea podrían incluir el deterioro de las condiciones económicas mundiales, la inestabilidad de los mercados financieros mundiales, la incertidumbre política, la continua volatilidad de los tipos de cambio de divisas o los cambios adversos en los acuerdos transfronterizos en vigor, cualquiera de los cuales podría tener un impacto adverso en nuestros resultados financieros en el futuro.

Riesgos relacionados con las Acciones Serie A, los ADS y la Oferta

Los valores ofertados se negociarán en más de un mercado, lo que puede dar lugar a variaciones de precio; además, es posible que los inversionistas no puedan mover fácilmente las acciones para negociar entre dichos mercados.

Antes de la fecha de este prospecto, nuestras Acciones Serie A estaban listadas y cotizaban únicamente en la BMV. Hemos aplicado para listar los ADS en la NYSE. Cualquier mercado que pueda desarrollarse para nuestras Acciones Serie A o para los ADS puede no tener liquidez y el precio al que las Acciones Serie A o los ADS pueden ser vendidos es incierto.

La negociación de los ADS o de nuestras Acciones Serie A en estos mercados se llevará a cabo en diferentes monedas (Dólares en el Bolsa de Valores de Nueva York (la “NYSE” por sus siglas en inglés) y Pesos mexicanos en la BMV), y en diferentes momentos (como resultado de diferentes zonas horarias, diferentes días de negociación y diferentes días festivos en los Estados Unidos y México). Los precios de negociación de los valores en estos dos mercados pueden diferir debido a estos y otros factores. Cualquier disminución en el precio de nuestras Acciones Serie A en la BMV podría causar una disminución en el precio de cotización de los ADS en la NYSE. Los inversionistas podrían tratar de vender o comprar nuestras acciones para aprovechar cualquier diferencia de precio entre los mercados a través de una práctica conocida como arbitraje. Cualquier actividad de arbitraje podría crear una volatilidad inesperada tanto en los precios de nuestras acciones en una bolsa como en los ADS disponibles para negociar en la otra bolsa. Además, los tenedores de ADS no podrán entregar inmediatamente sus ADS y retirar las Acciones Serie A subyacentes para negociar en el otro mercado sin efectuar los procedimientos necesarios con el depositario. Esto podría resultar en demoras en el tiempo y costos adicionales para los tenedores de los ADS.

Los precios de negociación de las Acciones Serie A y de los ADS pueden fluctuar significativamente después de la oferta global.

La volatilidad en el precio de mercado de nuestras Acciones Serie A y de los ADS puede impedir que los inversionistas vendan sus valores a un precio igual o superior al que pagaron por ellos. El precio de mercado y la liquidez de mercado de nuestras Acciones Serie A y de los ADS pueden verse afectados negativamente por una serie de factores, incluyendo, entre otros, el grado de participación de los inversionistas en nosotros, el atractivo de nuestras Acciones Serie A en comparación con otros valores de mercado (por ejemplo, acciones emitidas por una compañía con un mayor historial de operaciones en nuestra propia industria), nuestro desempeño financiero y las condiciones generales del mercado. Ciertos factores adicionales que podrían afectar negativamente, o resultar en fluctuaciones en el precio de nuestras Acciones Serie A y de los ADS incluyen:

- variaciones reales o anticipadas en nuestros resultados operativos;
- diferencias potenciales entre nuestros resultados financieros y operativos reales y los esperados por los inversores;
- las percepciones de los inversionistas sobre nuestras perspectivas y las perspectivas de nuestro sector;
- nuevas leyes o reglamentos o nuevas interpretaciones de leyes y reglamentos, incluyendo lineamientos fiscales, aplicables al sector energético, a nuestras Acciones Serie A y/o a los ADS;
- las tendencias y riesgos económicos generales en las economías o mercados financieros de los Estados Unidos, América Latina o el mundo, incluidos los derivados de guerras, incidentes de terrorismo o respuestas a tales acontecimientos;
- cambios en nuestras operaciones o en las estimaciones de utilidades o en la publicación de informes de investigación sobre nosotros o sobre la industria energética latinoamericana;
- condiciones de mercado que afectan a la economía latinoamericana en general o a los prestatarios de América Latina en particular;
- volatilidad significativa en el precio de mercado y en el volumen de negociación de los valores de las empresas del sector energético, que no están necesariamente relacionados con el desempeño operativo de estas empresas;
- adiciones o desviaciones de nuestro Equipo de Administración;
- completar (o no completar) adquisiciones adicionales o ejecutar acuerdos de concesión adicionales;
- especulación en la prensa o en la comunidad inversionista;
- los cambios en las calificaciones o perspectivas crediticias asignadas a los países de América Latina, en particular México y Argentina, y a las entidades del sector energético;
- condiciones o acontecimientos políticos en Argentina, México, Estados Unidos y otros países; y

- promulgación de legislación u otros desarrollos regulatorios que nos afecten negativamente a nosotros o a nuestra industria.

Los mercados de valores generalmente experimentan fluctuaciones extremas de precios y volúmenes que a menudo no han estado relacionadas o han sido desproporcionadas con el desempeño operativo de las empresas involucradas. No podemos asegurar que los precios y las valoraciones de las operaciones se mantendrán. Estos amplios factores del mercado y de la industria pueden afectar adversamente el precio de mercado de nuestras Acciones Serie A y de los ADS, independientemente de nuestro desempeño operativo. Las fluctuaciones del mercado, así como las condiciones políticas y económicas generales en los mercados en los que operamos, tales como la recesión o las fluctuaciones en el tipo de cambio de divisas, también pueden afectar adversamente el precio de mercado de nuestras Acciones Serie A y ADS. Después de periodos de volatilidad en el precio de mercado de los valores de una compañía, esa compañía a menudo puede estar sujeta a litigios de demanda colectiva de valores. Este tipo de litigio puede resultar en costos sustanciales y en una desviación de la atención y los recursos de la administración, lo cual tendría un efecto material adverso en nuestro negocio, resultados de operación y condición financiera.

La baja liquidez relativa y la alta volatilidad del mercado de valores mexicano pueden hacer que los precios y volúmenes de negociación de nuestras Acciones Serie A y de los ADS fluctúen significativamente.

La BMV es una de las bolsas más grandes de América Latina en términos de capitalización bursátil agregada de las empresas que cotizan, pero sigue siendo relativamente líquida y volátil en comparación con otros importantes mercados bursátiles extranjeros. Aunque el público participa en la negociación de valores en la BMV, una parte sustancial de la actividad de negociación en la BMV es llevada a cabo por o en nombre de grandes inversionistas institucionales. El volumen de negociación de valores emitidos por empresas de mercados emergentes, como las empresas mexicanas, tiende a ser menor que el volumen de negociación de valores emitidos por empresas de países más desarrollados. Estas características del mercado pueden limitar la capacidad de un tenedor de nuestras Acciones Serie A y también pueden generar un efecto adverso en el precio de mercado de las Acciones Serie A y, como resultado, el precio de mercado de los ADS.

Si los analistas de valores o de la industria no publican informes de investigación sobre nuestro negocio, o si publican informes negativos sobre nuestro negocio, el precio y el volumen de operaciones de nuestras Acciones Serie A y de los ADS podrían disminuir.

El mercado de negociación de nuestras Acciones Serie A y de los ADS dependerá en parte de los estudios e informes que los analistas de valores o de la industria publiquen sobre nosotros, nuestro negocio, mercado o competidores. Si no contamos con la cobertura de ningún analista de valores o de la industria, el precio de negociación de nuestras Acciones Serie A y de los ADS puede verse afectado negativamente. Si uno o más de los analistas que nos cubren rebajan o hacen publicidad negativa sobre nuestras Acciones Serie A y ADS, es probable que el precio de nuestras acciones baje. Si uno o más de estos analistas dejan de cubrirnos o no publican regularmente informes sobre nosotros, la participación en nuestras Acciones Serie A y en los ADS puede disminuir, lo que puede hacer que el precio de nuestras acciones o el volumen de negociación disminuyan.

Los tenedores de nuestras Acciones Serie A y de los ADS pueden sufrir una mayor dilución como resultado del ejercicio de nuestros Títulos Opcionales sobre acciones en circulación.

La puesta en circulación de Acciones tras el ejercicio de nuestros Títulos Opcionales puede causar una dilución inmediata a nuestros accionistas actuales. A la fecha del presente prospecto, teníamos 70,000,000 Títulos Opcionales y 29,680,000 de Títulos Opcionales del Promotor en circulación (por un total de 99,680,000 Títulos Opcionales en circulación) que son ejercitables por 23,333,333 y 9,893,333 Acciones Serie A, respectivamente. Tres Títulos Opcionales dan derecho a

su titular a comprar una Acción Serie A a un precio de US$11.50 por Acción Serie A. El ejercicio de dichos Títulos Opcionales y la correspondiente emisión de Acciones Serie A también puede tener un efecto dilusivo en nuestras ganancias por acción. Los Títulos Opcionales vencen el 4 de abril de 2023 o antes si, después de su ejercicio, el precio de cierre de las Acciones Serie A para cualquier día de negociación durante 20 días dentro de un periodo de 30 días de negociación es igual o superior al equivalente en Pesos mexicanos de US$18.00 y decretamos la terminación anticipada del periodo de ejercicio de los mismos. Véase la sección "*DESCRIPCIÓN DE LAS ACCIONES SERIE A Y DE NUESTROS ESTATUTOS*" de este prospecto.

Si se ejercieran todos los Títulos Opcionales sobre acciones en circulación, nuestro capital social emitido y en circulación aumentaría en 33,226,667 Acciones Serie A, o aproximadamente 43.76% con base en 75,929,000 Acciones Serie A en circulación a la fecha de este prospecto. Esto resultaría en una dilución inmediata para nuestros accionistas y tenedores de ADS. El ejercicio de los Títulos Opcionales sobre acciones en circulación también puede ejercer presión sobre el precio de nuestras Acciones Serie A y de los ADS.

Las ventas sustanciales de nuestras Acciones Serie A o de los ADS después de la oferta podrían hacer que el precio de nuestras Acciones Serie A o de los ADS disminuya.

El precio de mercado de nuestras Acciones Serie A y de los ADS puede disminuir como resultado de las ventas de un gran número de Acciones Serie A y ADS en el mercado después de esta oferta o de la percepción de que estas ventas pueden ocurrir. Estas ventas, o la posibilidad de que se produzcan, también podrían dificultar la venta de valores de renta variable en el futuro, en el momento y al precio que consideremos apropiado.

Nuestros accionistas o entidades controladas por ellos o sus cesionarios autorizados podrán vender sus acciones en el mercado público de vez en cuando sin necesidad de registrarlas, sujeto a ciertas limitaciones en cuanto al tiempo, monto y método de las ventas impuestas por las regulaciones emitidas por la SEC, así como cualquier otra regulación (incluyendo las normas en materia de competencia económica) que puedan aplicarse. Si cualquiera de los accionistas, las entidades afiliadas controladas por ellos o sus respectivos cesionarios autorizados vendieran un gran número de sus acciones, el precio de mercado de nuestras Acciones Serie A podría disminuir significativamente, como resultado, el precio de mercado de las ADS. Además, la percepción en los mercados públicos de que las ventas de las Acciones Serie A y de los ADS pueden tener un efecto adverso en el precio de mercado de nuestras Acciones Serie A y de los ADS.

Nosotros y algunos de nuestros funcionarios y directores hemos acordado que, por un periodo de 180 días a partir de la fecha de este prospecto y con sujeción a ciertas excepciones, no venderemos ni cubriremos, sin el consentimiento previo por escrito de Citigroup Global Markets Inc. y Credit Suisse Securities (USA), LLC., como agentes de liberación de restricciones, ninguna de nuestras Acciones Serie A, nuestras Acciones Serie C, ADS o cualquier otro título convertible o canjeable por nuestras Acciones Serie A, nuestras Acciones Serie C o ADS. Citigroup Global Markets Inc. y Credit Suisse Securities (USA), LLC., como agentes de liberación de restricciones, podrán, a su entera discreción, liberar en cualquier momento cualquiera de los valores sujetos a estos acuerdos de restricción de venta, lo que, en el caso de los directivos y directores, se hará con previo aviso. Dicho contrato está sujeto a una serie de excepciones habituales y se encuentra sujeto a excepciones consuetudinarias. Véase la sección "*PLAN DE DISTRIBUCIÓN*" de este prospecto.

Las protecciones otorgadas a los accionistas minoritarios en México no son tan amplias como las de otras jurisdicciones, como las de Estados Unidos.

De conformidad con las leyes mexicanas, las protecciones otorgadas a los accionistas minoritarios y las responsabilidades y deberes de los directores y altos funcionarios son diferentes o no tan completas como las de los Estados Unidos. Aunque las leyes mexicanas establecen deberes específicos de cuidado y lealtad aplicables a nuestros consejeros, miembros de comités y altos funcionarios, el régimen legal mexicano que rige a los consejeros, miembros de comités y

altos funcionarios, y sus deberes, no es tan amplio o desarrollado como en los Estados Unidos y no ha sido objeto de una interpretación judicial tan amplia y precisa. Además, los criterios aplicados en otras jurisdicciones, incluyendo Estados Unidos, para determinar la independencia de los directores corporativos pueden ser diferentes de los criterios aplicables bajo las leyes y reglamentos mexicanos correspondientes. Además, en México, existen diferentes requisitos procesales para los juicios de accionistas que funcionan exclusivamente para nuestro beneficio (como con respecto a los juicios derivados) y no para el beneficio de nuestros accionistas (incluso aquellos que inician una acción). Como resultado, en la práctica puede ser más difícil para nuestros accionistas minoritarios hacer valer sus derechos contra nosotros o contra nuestros directores, miembros de comités o altos funcionarios, incluso por incumplimiento de sus deberes o cuidado o lealtad) que para los accionistas de una compañía de los Estados Unidos u otra compañía no mexicana, o para obtener compensación para los accionistas minoritarios, por las pérdidas causadas por los directores, miembros de comités o altos funcionarios como resultado de un incumplimiento de sus deberes.

Nuestros estatutos sociales contienen disposiciones destinadas a restringir la adquisición de nuestras acciones y a restringir la ejecución de acuerdos de voto entre nuestros accionistas.

De conformidad con nuestros estatutos sociales, toda adquisición directa o indirecta de acciones, o todo intento de adquisición de acciones de cualquier naturaleza por parte de una o más personas o entidades, requiere la aprobación previa por escrito del Consejo de Administración cada vez que el número de acciones a adquirir, sumado a las acciones que ya sean propiedad de dicha persona o entidad, resulte en que el adquirente tenga el 10% o más de nuestro capital social en circulación. Una vez alcanzado dicho porcentaje, dicha persona o entidad deberá notificar a nuestro Consejo de Administración de cualquier adquisición siguiente de acciones por parte de dicha persona o entidad a través de la cual adquiera acciones adicionales que representen el 2% o más de nuestro capital social en circulación. También deberá solicitarse la aprobación previa por escrito de nuestro Consejo de Administración para la ejecución de acuerdos escritos u orales, como consecuencia de los cuales se formen o adopten mecanismos o convenios de asociación de votación, votación en bloque, o mecanismos de votación conjunta o vinculante o de voto conjunto, o ciertas acciones se combinen o compartan de cualquier otra manera, lo que en la práctica resulta en un cambio en el control de nuestra Compañía o en una participación del 20% en la propiedad de nuestra Compañía. No se requiere ninguna autorización adicional para llevar a cabo dichas adquisiciones o para celebrar un acuerdo de voto hasta que el porcentaje de participación en nuestro capital social en circulación sea igual o superior al 20%, ni tampoco se requiere ninguna autorización adicional con respecto a la celebración de acuerdos temporales para el nombramiento de directores minoritarios.

Si una adquirente no cumple con los procedimientos descritos anteriormente, dichas acciones adquiridas o acciones relacionadas con cualquier acuerdo de voto no tendrán derecho a voto en ninguna junta de accionistas de nuestra Compañía. Las acciones adquiridas que no hayan sido aprobadas por nuestro Consejo de Administración no serán inscritas en nuestro libro de registro de acciones, las inscripciones previas en nuestro libro de registro de acciones serán canceladas y la Compañía no reconocerá ni dará valor alguno a los registros o listados a los que se refiere el Artículo 290 de la Ley de Mercado de Valores, cualquier otra disposición que pudiera sustituirla de tiempo en tiempo y otras leyes aplicables. Por lo tanto, los registros o listados mencionados anteriormente no serán considerados como evidencia de la titularidad de las acciones, no otorgarán el derecho a asistir a las asambleas de accionistas ni validarán el ejercicio de ninguna acción legal, incluyendo cualquier acción legal de naturaleza procesal.

Las disposiciones de nuestros estatutos sociales descritas anteriormente sólo podrán ser modificadas o eliminadas con la aprobación de los accionistas que posean al menos el 95% de nuestras acciones. Esto podría obstaculizar el proceso de venta de nuestras acciones o la ejecución de acuerdos relacionados con dichas acciones.

Estas disposiciones de nuestros estatutos sociales podrían desalentar potencialmente la compra futura de un número significativo de nuestras acciones, incluyendo futuros adquirentes potenciales de nuestro negocio, y, en consecuencia, podrían afectar negativamente la liquidez y el precio de nuestras Acciones Serie A.

El pago y el monto de los dividendos están sujetos a la determinación de nuestros accionistas*.*

El monto disponible para dividendos en efectivo, si los hubiera, se verá afectado por muchos factores, incluyendo nuestros resultados operativos futuros, nuestra condición financiera y los requerimientos de capital como resultado de los mismos, así como los términos y condiciones de las restricciones legales y contractuales. Asimismo, el monto de efectivo disponible para el pago de dividendos puede variar significativamente de las estimaciones. No es posible garantizar que podamos pagar o mantener el pago de dividendos. Nuestros resultados reales pueden diferir significativamente de las suposiciones hechas por nuestro Consejo de Administración al recomendar dividendos a los accionistas o al adoptar o modificar una política de dividendos en el futuro. Asimismo, no es posible asegurar que nuestro Consejo de Administración recomiende el pago de dividendos a nuestros accionistas o, si se recomienda, que nuestros accionistas aprueben dicho pago de dividendos. El pago de dividendos y los montos de los dividendos pagados por nosotros a nuestras Acciones Serie A están sujetos a la aprobación de nuestros accionistas y a que hayamos absorbido o reembolsado pérdidas de años anteriores, y también pueden ser pagados únicamente con cargo a las utilidades retenidas aprobadas por nuestros accionistas y si se han creado reservas legales.

Se nos exigirá que evaluemos anualmente nuestro control interno sobre los informes financieros y cualquier resultado adverso futuro de dicha evaluación podría resultar en una pérdida de confianza de los inversionistas en nuestros informes financieros, así como en gastos significativos para remediar cualquier deficiencia de control interno y, en última instancia, podría tener un efecto adverso en el precio de mercado de los ADS y las Acciones Serie A.

De conformidad con la Sección 404 de la Ley Sarbanes-Oxley de 2002, comenzando con nuestro Informe Anual en el Formulario 20-F para el año que termina el 31 de diciembre de 2020, nuestra administración deberá informar sobre la efectividad de nuestro control interno sobre los informes financieros. Las reglas que rigen las normas que deben cumplirse para que la administración evalúe nuestro control interno sobre los informes financieros son complejas y requieren una documentación significativa, pruebas y posibles remedios. Actualmente estamos en el proceso de revisar, documentar y probar nuestro control interno sobre los informes financieros, y no podemos garantizar que de vez en cuando no identifiquemos problemas que puedan requerir solución. Es posible que encontremos problemas o demoras en completar la implementación de los cambios necesarios para realizar una evaluación favorable de nuestro control interno sobre los informes financieros. En relación con el proceso de certificación por nuestra firma independiente de contadores públicos registrados, podemos encontrar problemas o demoras en completar la implementación de cualquier mejora solicitada y recibir una certificación favorable. Además, si no mantenemos la suficiencia de nuestro control interno sobre los informes financieros, no podremos concluir de manera continua que tenemos un control interno efectivo sobre los informes financieros de acuerdo con la Sección 404, lo cual podría tener un efecto adverso en nosotros.

Los requisitos de ser una compañía listada pueden agotar nuestros recursos, desviar la atención de la administración y afectar nuestra capacidad de atraer y retener a miembros calificados del Consejo de Administración*.*

Una vez completada la oferta global, tendremos que cumplir con diversos requisitos normativos y de información, incluidos los exigidos por la SEC, además de los requisitos de información existentes por la CNBV. Cumplir con estos requisitos normativos y de presentación de informes requerirá mucho tiempo, lo que resultará en un aumento de los costos para nosotros u otras consecuencias adversas. Como compañía pública, estaremos sujetos a los requisitos de

reporte de la Ley de Bolsas de Valores y a los requisitos de la Ley Sarbanes-Oxley, además de los requisitos de revelación existentes en la Ley del Mercado de Valores (la "LMV") y en las normas de la CNBV. Estos requisitos pueden suponer una carga para nuestros sistemas y recursos. Las normas de la Ley de Bolsas de Valores aplicables a nosotros como emisores privados extranjeros requieren que presentemos informes anuales y actuales con respecto a nuestra situación comercial y financiera. Asimismo, las normas de la CNBV requieren que realicemos presentaciones anuales y trimestrales y que cumplamos con las obligaciones de divulgación, incluyendo los informes actuales. La Ley Sarbanes-Oxley exige que mantengamos controles y procedimientos eficaces de divulgación y controles internos sobre los informes financieros. Para mantener y mejorar la eficacia de nuestros controles y procedimientos de revelación de información, tendremos que asignar recursos significativos, contratar personal adicional y proporcionar una supervisión adicional de la gestión. Implementaremos procedimientos y procesos adicionales con el fin de cumplir con las normas y requisitos aplicables a las empresas públicas. Estas actividades pueden desviar la atención de la administración de otros negocios, lo cual podría tener un efecto material adverso en nuestro negocio, resultados de operación y condición financiera.

Nuestros estatutos sociales, en cumplimiento de la legislación mexicana, restringen la capacidad de los accionistas extranjeros para invocar la protección de sus Gobiernos con respecto a sus derechos como accionistas*.*

De conformidad con las leyes mexicanas, nuestros estatutos sociales establecen que los accionistas no mexicanos se consideran mexicanos con respecto a las acciones que poseen. Además, los accionistas no mexicanos acuerdan explícitamente no invocar la protección de su propio gobierno al solicitarle que interponga un reclamo diplomático contra el gobierno mexicano con respecto a los derechos del accionista como accionista, aunque no se considera que dicho acuerdo incluya una renuncia a ningún otro derecho (por ejemplo, cualquier derecho bajo las leyes de valores de los Estados Unidos, con respecto a su inversión en nosotros). Si usted invoca dicha protección gubernamental en violación de esta disposición de los estatutos, sus Acciones Serie A pueden ser confiscadas por el Gobierno mexicano.

Puede ser difícil hacer cumplir las responsabilidades civiles contra nosotros o contra nuestros directores o funcionarios*.*

Somos una sociedad anónima bursátil de capital variable constituida bajo las leyes de México, y la mayoría de los miembros de nuestro Consejo de Administración y Equipo de Administración, nuestros asesores y auditores independientes residen o están radicados fuera de los Estados Unidos. Todos nuestros activos y los activos de nuestras subsidiarias están localizados, y todos nuestros ingresos y los ingresos de nuestras subsidiarias provienen de fuentes fuera de los Estados Unidos, particularmente en México y Argentina. En consecuencia, puede que no sea posible para usted efectuar la notificación o traslado del proceso a nosotros o a estas otras personas. Debido a que las sentencias de los tribunales de los Estados Unidos o de otras jurisdicciones fuera de México y/o Argentina por responsabilidades civiles basadas en leyes extranjeras de otras jurisdicciones fuera de México y/o Argentina sólo pueden ser ejecutadas en México y/o Argentina si se cumplen ciertos requisitos, es posible que enfrente mayores dificultades para proteger sus intereses a través de acciones en nuestra contra, en contra de nuestros directores o en contra de los miembros de nuestro Equipo de Administración que los accionistas de una sociedad anónima constituida en los Estados Unidos o en otras jurisdicciones fuera de México. Existen dudas sobre la posibilidad de ejecutarlas, en acciones originales en tribunales mexicanos y/o argentinos o en acciones para la ejecución de sentencias obtenidas en tribunales de jurisdicciones fuera de México y/o Argentina, de las responsabilidades basadas, en todo o en parte, en las disposiciones de responsabilidad civil de las leyes federales de valores de los Estados Unidos de América. No existe ningún tratado entre los Estados Unidos y México para la ejecución recíproca de las sentencias dictadas en el otro país. Además, la ejecutoriedad en los tribunales argentinos de las sentencias de tribunales estadounidenses o no argentinos con respecto a cuestiones que surjan en virtud de las leyes federales de valores de los Estados Unidos u otras normas no argentinas estará sujeta al cumplimiento de ciertos requisitos de la legislación argentina, incluida la condición de que dicha sentencia no viole el orden público argentino y

siempre que un tribunal argentino no ordene el embargo de ningún bien situado en Argentina y que dicho tribunal determine que es esencial para la prestación de servicios públicos.

DESTINO DE LOS RECURSOS

Esperamos recibir ingresos netos de aproximadamente Ps.1,879,707,944.83 (considerando las Opciones de Sobreasignación) o Ps.1,624,203,001.79 (sin considerar las Opciones de Sobreasignación) en la Oferta Global después de pagar los gastos de colocación y los gastos estimados de la oferta pagaderos por nosotros por un monto total de Ps.141,596,998.21 (sin las Opciones de Sobreasignación) y Ps.150,962,055.17 (considerando las Opciones de Sobreasignación).

Los ingresos netos de esta Oferta serán utilizados para (i) financiar las necesidades de efectivo y el plan de desarrollo de la Sociedad, mismo que se enfoca en el desarrollo del área de *shale* de la Compañía en relación con (a) el bloque Bajada del Palo Oeste, donde la Sociedad planea perforar pozos horizontales, y (b) los bloques Águila Mora y Bajada del Palo Este, los cuales Vista delineará y posteriormente comenzará su desarrollo, y (ii) para fines corporativos generales.

El tipo de cambio fue de Ps.19.0894 por US$1.00 el cual fue publicado por el Banco de México el 25 de julio de 2019. Para más información, consulte la sección “*TIPO DE CAMBIO*” del presente prospecto.

POLÍTICA DE DIVIDENDOS

De conformidad con la ley aplicable, sujeto al cumplimiento de ciertos requisitos de quórum, únicamente los accionistas en una asamblea general de accionistas tendrán la facultad de decretar el pago de dividendos. Aunque no es requerido por la ley aplicable, las decisiones de decretar dividendos generalmente se realizan siguiendo la recomendación del Consejo de Administración. Adicionalmente, de conformidad con la ley aplicable, sólo se pagarán dividendos de las utilidades retenidas, según se determinen en los estados financieros que hayan sido aprobados en una asamblea general de accionistas, una vez que todas las pérdidas de ejercicios fiscales anteriores, en su caso, hayan sido satisfechas y después de que al menos el 5% de la utilidad neta (después de la participación en utilidades y otras deducciones requeridas por las leyes aplicables) haya sido asignada a la reserve legal, hasta por un monto equivalente al 20% de nuestro capital social pagado. Nunca hemos decretado el pago ni hemos pagado dividendos en efectivo con respecto a las acciones de nuestro capital social.

Nuestro Consejo de Administración no está considerando actualmente la adopción de una política de dividendos. Los cambios en nuestros resultados operativos y financieros, incluyendo aquellos derivados de eventos extraordinarios, y los riesgos descritos en la sección "*FACTORES DE RIESGO*" del presente que afectan nuestra condición financiera y liquidez, podrían limitar cualquier distribución de dividendos y su monto. No podemos asegurar que pagaremos dividendos en el futuro o en cuanto a la cantidad de dividendos, si los hubiere.

El monto y el pago de los dividendos futuros, si los hubiere, estará sujeto a las leyes aplicables y dependerán de una variedad de factores que puedan ser considerados por nuestro Consejo de Administración o nuestros accionistas, incluyendo nuestros resultados operativos futuros, condición financiera, requerimientos de capital, inversiones en adquisiciones potenciales u otras oportunidades de crecimiento, restricciones legales, restricciones contractuales en nuestros instrumentos de deuda, actuales y futuros, y nuestra capacidad para obtener fondos de nuestras subsidiarias. Dichos factores pueden limitar o impedir el pago de dividendos futuros y pueden ser considerados por nuestro Consejo de Administración al recomendar, o por nuestros accionistas al aprobar, el pago de cualquier dividendo futuro.

Somos una compañía controladora y nuestros ingresos, y por lo tanto nuestra capacidad de pagar dividendos, depende de los dividendos y otras distribuciones que recibimos de nuestras subsidiarias. El pago de dividendos u otras distribuciones por parte de nuestras subsidiarias dependerá de sus resultados operativos, condición financiera, planes de gastos de capital y otros factores que sus respectivos consejos de administración consideren relevantes. Los dividendos sólo pueden ser pagados con cargo a reservas distribuibles y nuestras subsidiarias están obligadas a asignar ganancias a sus respectivos fondos de reserva legal antes de pagar dividendos. Además, los acuerdos en contratos de crédito, si los hubiere, de nuestras subsidiarias, pueden limitar su capacidad para declarar o pagar dividendos.

En el caso de que declaráramos que los dividendos se pagarían en Pesos mexicanos a través de Indeval a cada custodio, el cual deduciría cualquier impuesto de retención aplicable. En el caso de las Acciones Serie A representadas por ADS, el depositario convertirá los dividendos en efectivo que reciba en Pesos mexicanos a Dólares al tipo de cambio vigente, y posteriormente distribuirá el monto así convertido a los tenedores de ADS, neto de los gastos de conversión del depositario. Las fluctuaciones en el cambio del Peso – Dólares, podrán afectar el monto de los dividendos que recibirían los tenedores.

INFORMACIÓN DE MERCADO

Precio de mercado de nuestras acciones

Nuestras Acciones Serie A cotizan en la BMV bajo el símbolo "VISTA". Inmediantamente antes de la Oferta, la porción variable de nuestro capital social en circulación estaba compuesto por 75,929,000 Acciones Serie A, registradas en la RNV y listadas en la BMV (sin considerar las Acciones Serie A materia de la Oferta Global). La porción variable de nuestro capital social es de monto ilimitado de conformidad con nuestros estatutos sociales y las leyes aplicables, mientras que la porción fija de nuestro capital social está dividida en dos Acciones Serie C, registradas en la RNV y listadas en la BMV.

El 12 de febrero de 2019, completamos la venta a Kensington de 5 millones de Acciones Serie A y 5 millones de Títulos Opcionales para comprar Acciones Serie A por un monto de US$50.0 millones y, adicionalmente, 500,000 Acciones Serie A por un monto de US$5.0 millones. Kensington, filial al 100% de Abu Dhabi Investment Council Company P.J.S.C., una compañía pública que cotiza en bolsa que es indirectamente propiedad del gobierno del Emirato de Abu Dhabi en los Emiratos Árabes Unidos, es el único socio limitado (*limited partner*) de Riverstone Vista Capital Partners, L.P. Dicha operación se realizó de conformidad con un contrato de suscripción futura de valores entre Vista y RVCP (el “Contrato de Suscripción Futura de Valores”), que preveía la venta por parte de Vista de ciertas Acciones Serie A y Títulos Opcionales para comprar Acciones Serie A a RVCP y a sus cesionarios permitidos, así como un compromiso de suscripción entre Vista y Kensington. Antes de la venta mencionada, RVCP instruyó a Vista para que transfiriera las Acciones Serie A y los Títulos Opcionales a Kensington. Ambas transacciones recibieron la aprobación regulatoria en México.

Inmediatamente antes de la Oferta, teníamos 70,000,000 Títulos Opcionales y 29,680,000 de Títulos Opcionales del Promotor en circulación (por un total de 99,680,000 Títulos Opcionales en circulación) que son ejercitables por 23,333,333 y 9,893,333 Acciones Serie A, respectivamente. Tres Títulos Opcionales dan derecho a su titular a comprar una Acción Serie A a un precio de US$11.50 por Acción Serie A. El ejercicio de dichos Títulos Opcionales y la correspondiente emisión de Acciones Serie A también puede tener un efecto dilusivo en nuestras ganancias por acción. Los Títulos Opcionales vencen el 4 de abril de 2023 o antes si, después de su ejercicio, el precio de cierre de las Acciones Serie A para cualquier día de negociación durante 20 días dentro de un periodo de 30 días de negociación es igual o superior al equivalente en Pesos mexicanos de US$18.00 y decretamos la terminación anticipada del periodo de ejercicio de los mismos. En el caso de que decretemos la terminación anticipada en dichos términos, tendremos derecho a declarar que el ejercicio de los Títulos Opcionales pueda realizarse mediante un ejercicio sin pago en efectivo. Si elegimos el ejercicio sin pago en efectivo, los tenedores de Títulos Opcionales que elijan ejercer dichos Títulos Opcionales lo harán mediante la entrega de Títulos Opcionales y la recepción de un número de Acciones Serie A resultantes de la fórmula establecida en el acta de emisión de Títulos Opcionales, que captura el promedio del equivalente en Dólares del precio de cierre de las Acciones Serie A durante un periodo de 10 días. Los Títulos Opcionales están sujetos a ciertos ajustes, términos y condiciones adicionales. Ver “*DESCRIPCIÓN DE LAS ACCIONES SERIE A Y DE NUESTROS ESTATUTOS* - Títulos Opcionales.”

Antes de que se llevara a cabo la Oferta, las Acciones Serie A, las Acciones Serie C y los Títulos Opcionales son los únicos valores emitidos por Vista que son negociados en bolsas de valores o mercados regulados, y únicamente cotizan en la BMV.

Antes de esta Oferta, no existía un mercado público para los ADS. No podemos asegurar que se desarrollará un mercado activo de negociación para los ADS, o que los ADS se negociarán en el mercado público después de la oferta al precio de oferta pública inicial o por encima de éste.

Cada ADS representará una Acción Serie A. Después de la realización de la Oferta, esperamos que los ADS coticen en el NYSE bajo el símbolo "VIST" y que las Acciones Serie A continúen cotizando en la BMV bajo el símbolo "VISTA". Para mayor información de las condiciones de la Oferta, incluyendo el precio de colocación por Acción Serie A, véase la sección "*LA OFERTA*" del presente prospecto.

Información de operación de las Acciones Serie A en la BMV[(1)]

Año	Precio máximo (Ps.)	Precio mínimo (Ps.)	Volumen promedio operado diariamente (acciones)
2019	$181.99	$127.00	17,615
2018	$197.00	$115.00	17,219
2017	$197.00	$176.99	17,217

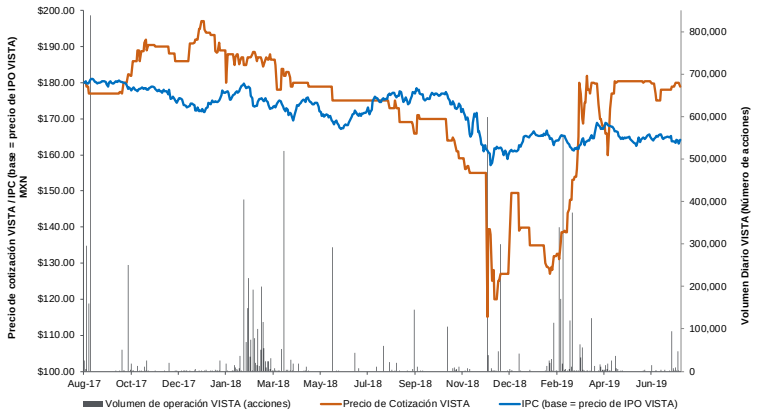
Semestre	Precio máximo (Ps.)	Precio mínimo (Ps.)	Volumen promedio operado diariamente (acciones)
2ndo-2019	$180.00	$178.00	12,853
1er-2019	$181.99	$127.00	18,095
2ndo-2018	$175.00	$115.00	11,042
1er-2018	$197.00	$175.00	23,444
2ndo-2017	$197.00	$176.99	17,217

Mes	Precio máximo (Ps.)	Precio mínimo (Ps.)	Volumen promedio operado diariamente (acciones)
7/2019	$180.00	$178.00	12,853
6/2019	$180.50	$175.00	1,196
5/2019	$180.50	$177.00	2,189
4/2019	$180.00	$160.00	11,189
3/2019	$181.99	$138.50	58,773
2/2019	$138.50	$127.00	36,661
1/2019	$149.55	$135.01	2,019

(1) La acción de Vista comenzó a cotizar el 10 de agosto de 2017.
Fuente: Factset al 17 de julio de 2019

Durante el periodo de cotización de nuestras Acciones Serie A no han ocurrido suspensiones de negociación en la BMV.

Cotización de las Acciones Serie A de VISTA en la BMV desde la Oferta Pública Inicial (Comparativo de rendimiento contra el IPC – Índice de Precios y Cotizaciones):



Fuente: Factset al 17 de julio de 2019

Información de operación de las Acciones Serie C en la BMV

Sin operaciones

A la fecha del presente prospecto, Vista no ha contratado los servicios de ningún formador de mercado.

Para mayor información sobre los competidores principales de Vista, así como los aspectos positivos y negativos de su posición competitiva, favor de referirse a las secciones "*NUESTRO NEGOCIO – Nuestras ventajas competitivas*" y "*NUESTRO NEGOCIO – Competencia*" del presente prospecto.

Para mayor información sobre la participación de mercado de la Emisora, favor de referirse a la sección "*PANORAMA DE LA INDUSTRIA Y REGULATORIO*" y a la sección "*PANORAMA DE LA INDUSTRIA Y REGULATORIO - Panorama General de la Industria del Petróleo y Gas en Argentina*".

Para mayor información sobre los accionistas actuales, favor de referirse a la sección "*ACCIONISTAS PRINCIPALES*" y "*ADMINISTRACIÓN Y GOBIERNO CORPORATIVO - Participación Accionaria"* del presente prospecto.

Operaciones en la BMV

La BMV, ubicada en la Ciudad de México, es una de las dos bolsas de valores que operan actualmente en el país. Operando de forma continua desde 1907, la BMV está constituida como una sociedad anónima bursátil de capital variable. El horario de cotización de los valores inscritos en la BMV se realiza todos los Días Hábiles de 8:30 a.m. a 3:00 p.m. (tiempo de la Ciudad de México), sujeto a ajustes para operar en forma sincronizada con algunos mercados en Estados Unidos.

Desde enero de 1999, todas las operaciones en la BMV se realizan de manera electrónica. La BMV puede imponer una serie de medidas para promover un sistema de precios ordenado y transparente, incluyendo la operación de un sistema que suspende la cotización de las acciones de una emisora en particular cuando las fluctuaciones de precios excedan ciertos límites.

La liquidación de las transacciones con valores de renta variable en la BMV se efectúa 2 Días Hábiles después de que se acuerda una transacción con acciones. No se permite la

liquidación diferida sin la aprobación de la BMV, aun cuando se haya acordado mutuamente. Los valores que se cotizan en la BMV están depositados en Indeval, institución privada para el depósito de valores que actúa como una institución liquidadora, depositaria y de custodia, así como un agente de liquidación, transmisión y registro de las operaciones celebradas a través de la BMV, eliminando la necesidad de transmitir los valores en forma de títulos físicos. Las transacciones deben ser liquidadas en Pesos mexicanos, excepto en circunstancias limitadas y con respecto a transacciones limitadas en las que se puede permitir la liquidación en moneda extranjera.

Regulación del mercado

En 1924 se creó la Comisión Nacional Bancaria para regular la actividad bancaria y, en 1946, se creó la Comisión Nacional de Valores para regular la actividad en el mercado de valores. Estas dos entidades se fusionaron en 1995 para formar la CNBV.

Entre otras cosas, la CNBV regula la oferta pública y la negociación de valores, las empresas públicas y los participantes en el mercado de valores mexicano (incluyendo las casas de bolsa y la BMV), e impone sanciones por el uso ilegal de información privilegiada y otras violaciones de la LMV. La CNBV regula y supervisa el mercado de valores mexicano, a la BMV, al Indeval y a las casas de bolsa a través de una junta de gobierno compuesta por trece personas.

Ley del Mercado de Valores

La LMV fue publicada en el Diario Oficial de la Federación el 30 de diciembre de 2005 y entró en vigor el 28 de junio de 2006. La LMV cambió la regulación de valores mexicana en diversos aspectos importantes, las reformas pretendieron alinear aún más las leyes mexicanas con las leyes de mercado de valores y de gobierno corporativo vigentes en otras jurisdicciones que mantenían mercados de valores más desarrollados.

En particular, la LMV:

- incluye exenciones de colocación privada dirigidas a inversionistas institucionales y calificados mexicanos, y especifica los requisitos que deben cumplirse para que un emisor o suscriptor caiga dentro de la exención;
- incluye normas mejoradas para las ofertas de licitación, dividiéndolas en voluntarias u obligatorias;
- establece las normas de información de las participaciones aplicables a los accionistas de las empresas públicas;
- amplía y refuerza el papel del consejo de administración de las empresas públicas;
- define el papel del director general y otros funcionarios de las empresas públicas;
- define las normas aplicables al Consejo de Administración y los deberes y responsabilidades potenciales y sanciones aplicables a cada Consejero, al Consejero Delegado y a los demás Consejeros ejecutivos y al Comité de Auditoría y Gobierno Corporativo (introduciendo conceptos como los deberes de diligencia, lealtad y amparo para las actuaciones atribuibles a los Consejeros y Directivos);
- reemplaza al comisario con el comité de auditoría y gobierno corporativo y establece el comité de auditoría y gobierno corporativo con responsabilidades claras y definidas;
- mejora los derechos de los accionistas minoritarios (incluido el derecho a iniciar juicios derivados de los accionistas);
- define las sanciones aplicables en caso de violación de la ley;

- proporciona flexibilidad para permitir que las firmas de corretaje mexicanas reguladas se dediquen a ciertas actividades limitadas;
- regula las bolsas de valores, las cámaras de compensación, los mercados de futuros y derivados y las agencias de calificación crediticia;
- establece sanciones (incluso penales), derivadas de violaciones a la LMV y su reglamento;
- establece que las empresas públicas se consideran como una unidad económica con las entidades que controlan a efectos contables y de otro tipo;
- introduce conceptos como consorcios, grupos de personas o entidades vinculadas, control y poder de decisión;
- define las normas relativas a los tipos de valores que pueden ser ofertados por las empresas públicas;
- establece información para la recompra de acciones; y
- especifica los requisitos para la aplicación de las medidas tendientes a evitar la absorción por otra empresa (*take-over*).

En marzo de 2003, la CNBV emitió la Circular Única de Emisoras, y en septiembre de 2004, la CNBV emitió las Disposiciones de Carácter General Aplicables a las Casas de Bolsa. La Circular Única de Emisoras, que derogó varias normas previamente emitidas por la CNBV, establece un conjunto consolidado de normas que rigen las ofertas públicas, los requisitos de información y la actividad de los emisores, entre otras cosas.

El 10 de enero de 2014 se publicó en el Diario Oficial de la Federación un decreto por el que se modificaron 34 leyes financieras, entre ellas la LMV (en su conjunto, la "Reforma Financiera"). Las modificaciones a la LMV entraron en vigor el 13 de enero de 2014, con excepción de ciertas disposiciones sobre el uso de información privilegiada y otras políticas relacionadas que deben ser implementadas por algunas entidades. Además, se concedieron periodos de gracia de 6 meses a un año a ciertas entidades que están obligadas a cumplir con estas enmiendas, como los corredores de bolsa y los asesores de inversiones, para cumplir con los nuevos requisitos de la Reforma Financiera.

Requisitos para obtener la inscripción y el listado

Para ofrecer valores al público en México, una emisora debe cumplir con los requisitos concretos cualitativos y cuantitativos previstos en la regulación aplicable. Además, únicamente los valores que han sido inscritos en el RNV de conformidad con una autorización emitida por la CNBV son aptos a ser listados en la BMV.

La Circular Única de Emisoras requiere que la BMV adopte requisitos mínimos para las emisoras que buscan cotizar sus valores en México. Estos requisitos se refieren, entre otras cosas, al historial operativo, la estructura financiera y de capital, y los fondos de inversión públicos mínimos aplicables a las acciones de las empresas públicas. La Circular Única de Emisoras también requiere que la BMV implemente requisitos mínimos (incluyendo colocación pública mínima) para que los emisores mantengan su cotización en México. Estos requisitos se refieren a la situación financiera del emisor, la estructura del capital y el capital flotante, entre otros. La CNBV puede renunciar a algunos de estos requisitos en determinadas circunstancias. Además, algunos de los requisitos son aplicables a cada serie de acciones del emisor correspondiente.

La aprobación de la CNBV para su registro ante el RNV no implica ningún tipo de certificación o garantía relacionada con la calidad de la inversión de los valores, la solvencia del

emisor, o la exactitud de la información entregada a la CNBV o incluida en cualquier documento de oferta (tal como la incluida en el presente prospecto).

La BMV revisará el cumplimiento de los requisitos anteriores y otros requisitos sobre una base anual, semestral y trimestral. También podrá hacerlo en cualquier otro momento. La BMV deberá informar a la CNBV de los resultados de su revisión y esta información debe, a su vez, ser revelada a los inversionistas. Si una emisora no cumple con alguno de los requisitos anteriores, la BMV solicitará que la emisora proponga un plan para subsanar la violación. Si la emisora no propone un plan, o si el plan no es satisfactorio para la BMV o si la emisora no logra un progreso sustancial con respecto a las medidas correctivas, la negociación de la serie de acciones correspondiente en la BMV será temporalmente suspendida. Asimismo, si una emisora no implementa el plan en su totalidad, la CNBV podrá cancelar el registro de las acciones, en cuyo caso el accionista mayoritario o cualquier grupo controlador deberá realizar una oferta pública de adquisición de todas las acciones en circulación de la emisora de conformidad con las disposiciones de la LMV (bajo las cuales todos los tenedores deben ser tratados de la misma manera).

Obligaciones de entrega de información

Las emisoras con valores listados están obligadas a presentar estados financieros trimestrales no auditados y estados financieros anuales auditados, así como diversos informes periódicos a la CNBV y a la BMV. Las emisoras mexicanas de valores listados deben presentar los siguientes informes a la CNBV:

- Un reporte anual elaborado de conformidad con la Circular Única de Emisoras a más tardar el 30 de abril de cada año, el cual debe incluir, entre otros, (i) los estados financieros anuales auditados y, (ii) un reporte de las actividades realizadas por los Comités de Auditoría y de Practicas Societarias.

- Reportes trimestrales, dentro de los 20 Días Hábiles siguientes a la finalización de cada uno de los tres primeros trimestres y dentro de los 40 días siguientes a la finalización del cuarto trimestre;

- Informes que revelen eventos relevantes inmediatamente después de que sucedan;

- Informes y memorandos de divulgación que revelen reestructuraciones corporativas, tales como fusiones, escisiones, adquisiciones o ventas de activos, aprobadas o a ser aprobadas por la asamblea de accionistas o por el Consejo de Administración;

- Informes sobre las políticas y lineamientos respecto al uso de los activos de la sociedad (o sus subsidiarias) por parte de personas relacionadas.

- Los detalles relativos a los contratos entre accionistas.

De conformidad con la Circular Única de Emisoras, las normas internas de la BMV han sido modificadas para implementar el Sistema Electrónico de Envío y Difusión de Información, o SEDI, para la información que deba ser presentada a la BMV. Las emisoras con valores listados deberán elaborar y divulgar su información financiera a través de la BMV por medio del SEDI. Inmediatamente después de su recepción, la BMV pone la información financiera presentada a través del SEDI a disposición del público.

La Circular Única de Emisoras y las disposiciones de la BMV requieren a las emisoras con valores listados presentar información a través del SEDI que se refiera a cualquier acto, evento o circunstancia que pudiera influir en el precio del valor de una emisora. Si los valores listados experimentan volatilidad inusual en los precios, la BMV de inmediato solicitará que la emisora

informe al público inversionista sobre las causas de dicha volatilidad o, si la emisora no tiene conocimiento de las causas, que realice una declaración para tal efecto. Además, la BMV solicitará de inmediato a la Emisora que revele cualquier información relacionada con los eventos relevantes pertinentes, cuando considere que la información revelada en la actualidad es insuficiente, así como instruir a la Emisora que aclare la información cuando sea necesario. La BMV podrá solicitar que las emisoras confirmen o nieguen cualquier evento relevante que haya sido revelado al público por terceros cuando considere que el evento relevante puede afectar o influir en los valores que se negocian. La BMV deberá informar inmediatamente a la CNBV de cualquiera de dichas solicitudes. Además, la CNBV también puede hacer cualquiera de estas solicitudes directamente a las emisoras. Una emisora podrá aplazar la divulgación de eventos relevantes en algunas circunstancias, siempre y cuando:

- la información esté relacionada con las operaciones que estén pendientes de cierre, ejecución o entrada en vigor;
- no exista información pública en relación con el evento relevante; y
- no haya fluctuación inusual en el precio o en el volumen.

Si una emisora opta por aplazar la divulgación de material, debe aplicar las medidas de confidencialidad adecuadas (incluyendo el mantenimiento de un registro con los nombres de las partes en posesión de información confidencial y la fecha en la que cada una de ellas tuvo conocimiento de ésta).

De igual manera, si los valores de una emisora se negocian tanto en la BMV como en una bolsa de valores extranjera, la emisora debe presentar simultáneamente ante la CNBV y la BMV la información que está obligada a presentar de conformidad con las leyes y reglamentos de la jurisdicción extranjera.

Suspensión de Cotización

Además de las facultades que le confiere el Reglamento Interno, la CNBV y la BMV pueden suspender la negociación de los valores de una emisora en caso de:

- la falta de revelación de eventos materiales;
- el incumplimiento de sus obligaciones por parte de la emisora en cuanto a brindar información de forma oportuna o adecuada;
- excepciones significativas o comentarios contenidos en la opinión del auditor sobre los estados financieros de la emisora, o determinación de que dichos estados financieros se encuentran preparados de conformidad con los procedimientos y políticas contables aplicables; o
- la volatilidad en el precio o el volumen o cambios en la negociación de los valores pertinentes que no sean consistentes con el desempeño histórico de los valores y que no puedan ser explicados únicamente a través de la información puesta a disposición del público de conformidad con La Circular Única de Emisoras.

La BMV debe informar inmediatamente a la CNBV y al público en general de cualquier suspensión. La emisora podrá solicitar a la CNBV o a la BMV que permita la reanudación de las operaciones si demuestra que las causas que motivaron la suspensión han sido resueltas y que cumple con los requisitos de información periódica. Si la solicitud de la emisora ha sido concedida, la BMV determinará el mecanismo apropiado para reanudar la negociación (que puede incluir un proceso de licitación para determinar los precios aplicables). Si la negociación de los valores de una emisora se suspende por más de 20 Días Hábiles y dicha emisora está autorizado a reanudar la negociación sin llevar a cabo una oferta pública, la emisora debe divulgar a través del SEDI las

causas que dieron lugar a la suspensión y las razones por las que está autorizado a reanudar la negociación, antes de que la negociación puede reanudarse.

De conformidad con la regulación actualmente en vigor, la BMV podrá considerar las medidas adoptadas por otras bolsas de valores fuera de México para suspender y/o reanudar la negociación de las acciones de una emisora en los casos en que los valores en cuestión cotizan simultáneamente en bolsas de valores situadas fuera de México.

Uso de información privilegiada, restricciones aplicables a la celebración de operaciones, y obligaciones de revelación

La LMV contiene normas específicas sobre el uso de información privilegiada, incluyendo el requisito de que las personas en posesión de información considerada privilegiada se abstengan de lo siguiente: (i) realizar operaciones directa o indirecta en cualquier valor de una emisora cuyo precio de cotización pudiera verse afectado por dicha información, (ii) de hacer recomendaciones o asesorar a terceras personas para el negociar con dichos valores, y (iii) proporcionar o transmitir dicha información (excepto en aquellos casos en que el receptor deba conocerla como resultado de su función o cargo).

Conforme a la LMV, las siguientes personas deberán notificar a la CNBV cualquiera de las operaciones que se hayan realizado en relación con los valores de una emisora admitida a cotización, ya sea caso por caso o trimestralmente:

- los miembros del consejo de administración de la emisora;
- los accionistas que tengan 10% o más del capital social en circulación listado de la emisora; y
- funcionarios.

Estas personas también deben informar a la CNBV del efecto de las transacciones dentro de los 5 días siguientes a su realización. Además, las personas con información privilegiada deben abstenerse de comprar o vender valores del emisor dentro de los tres meses siguientes a la última venta o compra, respectivamente.

Asimismo, los directivos y funcionarios relevantes que sean titulares del 1% o más de las acciones en circulación de una empresa listada mexicana, deben revelar sus participaciones y la emisora correspondiente. Sujeto a ciertas excepciones, cualquier adquisición de acciones de una empresa listada que resulte en que el comprador posea el 10% o más, pero menos del 30%, del capital social en circulación de una emisora, debe ser divulgada públicamente a la CNBV y a la BMV a más tardar 1 Día Hábil después de la adquisición.

Cualquier adquisición o disposición por parte de ciertas personas con información privilegiada que resulte en un aumento o disminución del 5% o más de la participación de dicha persona en acciones de la empresa listada con la que esté relacionada, también deberá ser divulgada públicamente a la CNBV y a la BMV, a más tardar 1 Día Hábil después de la adquisición o disposición de la misma. La LMV requiere que los valores convertibles, Títulos Opcionales y derivados que se liquiden en especie se consideren en el cálculo de los porcentajes de participación de las empresas públicas.

Ofertas públicas de adquisición

La LMV contiene disposiciones relativas a las ofertas públicas de adquisición de acciones. De conformidad con la LMV, las ofertas públicas de adquisición pueden ser voluntarias u obligatorias. Ambas están sujetas a la aprobación previa de la CNBV y deben cumplir con los requisitos legales generales y reglas aplicables. Cualquier adquisición de acciones de una sociedad anónima bursátil que implique que el comprador sea titular de 30% o más, pero menos de un porcentaje el que le permita adquirir el control de las acciones con derecho a voto de la misma,

requiere que el comprador lleve a cabo una oferta pública de adquisición forzosa por el que resulte más alto entre (a) el porcentaje del capital social que se pretende adquirir o (b) el 10% del capital social en circulación de la emisora. Finalmente, en caso de cualquier adquisición de acciones de una sociedad anónima bursátil que pretenda obtener el control de las acciones con derecho a voto, el comprador potencial estará obligado a llevar a cabo una oferta pública de adquisición forzosa por el 100% de las acciones representativas del capital social en circulación de la empresa (sin embargo, en ciertas circunstancias, la CNBV podrá autorizar que se lleve a cabo una oferta por menos de dicho 100%). Cualquier oferta pública de adquisición deberá realizarse al mismo precio a todos los accionistas y series de acciones. El consejo de administración, con la asesoría del comité de auditoría y el comité de prácticas societarias, debe emitir su opinión sobre cualquier oferta pública de adquisición que resulte en un cambio de Control. Dicha opinión deberá considerar los derechos de los accionistas minoritarios y puede ir acompañada de una opinión de un experto independiente. Los miembros del consejo de administración y el director general deberán revelar públicamente la decisión que tomarán respecto de los valores de su propiedad.

En términos de la LMV, todas las ofertas de adquisición tendrán un plazo mínimo de, al menos, 20 Días Hábiles y las adquisiciones derivadas de la misma asignarán a prorrata entre todos los accionistas vendedores. La LMV también permite el pago de ciertas cantidades a los accionistas que ejerzan el control de la emisora por encima del precio de oferta, siempre que dichas cantidades hayan sido reveladas en su totalidad, aprobadas por el consejo de administración y pagadas en relación con obligaciones de no competencia o similares de dichos accionistas. La LMV también establece los recursos en caso de incumplimiento de las reglas de una oferta pública de adquisición (por ejemplo, la suspensión de los derechos de voto, la posible nulidad de las adquisiciones, entre otros) y otros derechos a los accionistas previos de la emisora.

Negociación conjunta de acciones ordinarias y acciones limitadas o sin derecho a voto

La LMV no permite a las emisoras implementar mecanismos para que las acciones ordinarias y las acciones limitadas o sin derecho a voto se negocien o se oferten en forma conjunta a inversionistas públicos, a menos que las acciones ordinarias o sin derecho a voto sean convertibles en acciones ordinarias en un plazo de hasta cinco años, o cuando, por razón de la nacionalidad del tenedor, las acciones o los valores que representen a las mismas limiten el derecho a votar para cumplir con las leyes de inversión extranjera. Además, el importe total de las acciones con derechos limitados o sin derecho a voto no podrá exceder del 25% del importe total de las acciones de titularidad pública. La CNBV podrá aumentar este límite del 25% en un 25% adicional, siempre que las acciones limitadas o sin derecho a voto que excedan el 25% del monto total de las acciones públicas sean convertibles en acciones ordinarias dentro de los cinco años siguientes a su emisión.

Mecanismos tendientes a impedir la toma de control de una emisora

La LMV establece que las empresas con acciones listadas en la BMV pueden incluir en sus estatutos ciertas disposiciones tendientes a impedir la adquisición del control de las mismas, si dichas disposiciones (i) son aprobadas por la mayoría de los accionistas reunidos en una asamblea extraordinaria de accionistas, y ningún accionista o grupo de accionistas que representen el 5.0% o más del capital social presente en la asamblea, vote en contra de las mismas, (ii) no excluyan a algún accionista o grupo de accionistas, (iii) no restrinjan en forma absoluta, un cambio de control, y (iv) no contravienen las disposiciones legales relacionadas con la oferta pública de adquisición o se desconocen los derechos económicos inherentes a las acciones mantenidas por el adquirente.

CAPITALIZACIÓN

A continuación, se presenta nuestra capitalización al 31 de marzo de 2019 (i) sobre una base histórica y (ii) sobre una base ajustada para reflejar la Oferta Global de las Acciones Serie A, considerando 10,000,000 Acciones Serie A (sin considerar las Opciones de Sobreasignación), incluyendo Acciones Serie A representadas por ADS en la Oferta Internacional, a un precio de US$9.25 por cada Acción Serie A, y US$9.25 por cada ADS, (equivalente a Ps. 176.58 por Acción Serie A y Ps. 176.58 por ADS, respectivamente, basado en el tipo de cambio de Ps. 19.0894 por US$1.00.

Esta tabla deberá ser leída en conjunto con los Estados Financieros del Primer Trimestre de 2019 y la información contenida en la sección este prospecto.

	Al 31 de marzo de 2019	**Después de la Oferta**
	Actuales	**Ajustados**
	(Cifras en miles de US$)	
Préstamos Bancarios corrientes (corto plazo)	55,351	55,351
Préstamos Bancarios no corrientes (largo plazo)	279,867	279,867
Total deuda (bancaria) [(1)]	**335,218**	**335,218**
Deuda bursátil corriente (corto plazo)	-	-
Deuda bursátil no corriente (largo plazo)	39,784	39,784
Total Títulos Opcionales (bursátil) [(2)]	**39,784**	**39,784**
Total capital contable	**521,613**	**606,874**
Total capitalización[(3)]	**896,615**	**981,876**

(1) Corresponde al monto principal de US$300 millones del Crédito Sindicado y US$35 millones de monto principal de deuda a corto plazo de bancos comerciales locales en Argentina. Véase "*COMENTARIOS Y ANÁLISIS DE LA ADMINISTRACIÓN SOBRE LA SITUACIÓN FINANCIERA Y LOS RESULTADOS DE LA OPERACIÓN - Liquidez y Recursos de Capital - Deuda*".

(2) Corresponde a Títulos Opcionales y Títulos Opcionales del Promotor.

(3) La capitalización total es la suma de la deuda total, los títulos opcionales y el capital contable total.

Desde el 31 de marzo de 2019, no ha habido cambios significativos en nuestra capitalización consolidada excepto por los dos préstamos celebrados por nosotros el 13 de mayo de 2019 por un monto total de US$25 millones. Véase la sección "*COMENTARIOS Y ANÁLISIS DE LA ADMINISTRACIÓN SOBRE LA SITUACIÓN FINANCIERA Y LOS RESULTADOS DE LA OPERACIÓN*" de este prospecto.

Para mayor información sobre las acciones representativas del capital social de Vista, véase la sección "*DESCRIPCIÓN DE LAS ACCIONES SERIE A Y DE NUESTROS ESTATUTOS*".

INFORMACIÓN FINANCIERA Y OPERATIVA SELECCIONADA

Nuestra información financiera y operativa es calificada con referencia en, y deberá ser leída en conjunto con la sección "*COMENTARIOS Y ANÁLISIS DE LA ADMINISTRACIÓN SOBRE LA SITUACIÓN FINANCIERA Y LOS RESULTADOS DE OPERACIÓN*", así como los Estados Financieros y los Estados Financieros Complementarios incluidos en el prospecto. Nuestros resultados históricos para cualquier periodo previo no son necesariamente indicativos de los resultados a esperarse para cualquier periodo futuro.

Los datos financieros interinos consolidados condensados no auditados al 31 de marzo de 2019 y al 31 de diciembre de 2018 y para los periodos de tres meses terminados el 31 de marzo de 2019 y 2018 han sido obtenidos de nuestros Estados Financieros del Primer Trimestre de 2019 incluidos en este prospecto.

La información financiera consolidada para el periodo del 4 de abril de 2018 al 31 de diciembre de 2018 (el Periodo Sucesor 2018) y al 31 de diciembre de 2018 y por el periodo del 1 de enero de 2018 al 3 de abril de 2018 (el Periodo Predecesor) se ha obtenido de los Estados Financieros incluidos en el presente prospecto.

La información financiera consolidada de nuestro Predecesor al 31 de diciembre de 2017 y 1 de enero de 2017, así como por el año finalizado el 31 de diciembre de 2017, se ha obtenido de nuestros Estados Financieros, los cuales están incluidos en el presente prospecto. La nota 2.5 a los Estados Financieros detalla nuestra transición a las NIIF y la aplicación de la NIIF 1.

La información financiera consolidada de la Sucursal Argentina APCO se ha obtenido de los estados de situación financiera auditados previos a la adquisición de la Sucursal Argentina APCO al 3 de abril de 2018 y por el periodo que inició el 1 de enero de 2018 al 3 de abril de 2018, así como los estados de situación financiera consolidados previos a la adquisición al 31 de diciembre de 2017 y 1 de enero de 2017, así como por el año que finalizó el 31 de diciembre de 2017 incluidos en el prospecto. El reporte de auditoría incluye una opinión calificada debido a la falta de información financiera comparativa.

La información financiera combinada de JDM y 25 de Mayo-Medanito se ha obtenido de los estados financieros de ingresos y gastos de operación directos por el periodo del 1 de enero de 2018 al 3 de abril de 2018, así como de los estados financieros de ingresos y gastos de operación directos por el año que cerró el 31 de diciembre de 2017, los cuales se incluyen en el prospecto.

Nuestros resultados de operaciones para el Periodo Sucesor 2018 no son comparables directamente con nuestros resultados de operaciones para el Periodo Predecesor 2018, así como con el año que cerró el 31 de diciembre de 2017, lo anterior debido a efectos de la Combinación de Negocios Inicial. De igual manera, nuestros resultados de operación para el periodo de tres meses terminado el 31 de marzo de 2019 no son directamente comparables con nuestros resultados de operación para el periodo de tres meses terminado el 31 de marzo de 2018, debido a los efectos de la Combinación Inicial de Negocios. Para mayor información, véase la sección "*COMENTARIOS Y ANÁLISIS DE LA ADMINISTRACIÓN SOBRE LA SITUACIÓN FINANCIERA Y LOS RESULTADOS DE OPERACIÓN" – Nota acerca de la comparabilidad de nuestros resultados de operación*" de este prospecto.

Además, a partir del 1 de enero de 2019, adoptamos la NIIF 16 utilizando el método retrospectivo de adopción con la fecha de aplicación inicial el 1 de enero de 2019. Bajo este método, la norma se aplica de forma retrospectiva con el efecto acumulativo de la aplicación inicial en la fecha de la aplicación inicial. Como consecuencia de la nueva norma contable mencionada anteriormente, pueden verse afectadas ciertas comparaciones entre periodos. Véase la Nota 2.2 de nuestros Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados No Auditados del 1Q 2019.

Toda la información financiera seleccionada incluida en las siguientes tablas está denominada en Dólares, y preparada de conformidad con las NIIF. Los datos financieros que se han obtenido de nuestros Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados No Auditados del 1Q 2019 fueron preparados de acuerdo con la Norma Internacional de Contabilidad 34 Información Financiera Intermedia, excepto por la información financiera combinada abreviada relativa a JDM y 25 de Mayo-Medanito, la cual se preparó de conformidad con los US GAAP. Para mayor información, véase la sección "*PRESENTACIÓN DE INFORMACIÓN – Estados Financieros Complementarios*" del presente prospecto.

Información Financiera Histórica

Estados de Situación Financiera

	Sucesor			Predecesor
	Al 31 de marzo de 2019 No auditados	**Al 31 de diciembre de 2018**	**Al 31 de diciembre de 2017**	**Al 1 de enero de 2017**
	(cifras en miles de US$, excepto por acciones e información por acción)			
Activos				
Activos no corrientes				
Propiedad, planta y equipos	872,298	820,722	259,229	286,149
Derecho de uso de activos	8,906	—	—	—
Crédito mercantil	28,484	28, 484	—	—
Otros activos intangibles	31,869	31,600	1,021	1,536
Cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar	19,748	20,191	297	927
Otros activos financieros	—	—	—	64
Total de activos no corrientes	**961,305**	**900,997**	**260,547**	**288,676**
Activos corrientes				
Inventarios	22,566	18,187	8,215	16,924
Cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar	90,313	86,050	56,274	40,174
Caja, bancos e inversiones corrientes	87,538	80,908	36,835	24,717
Total de activos corrientes	**200,417**	**185,145**	**101,324**	**81,815**
Total activos	**1,161,722**	**1,086,142**	**361,871**	**370,491**
Capital contable y Pasivos				
Capital contable				
Capital social	567,646	513,255	39,239	39,239
Reserva de pagos basados en acciones	5,265	4,021	—	—
Reserva legal	—	—	7,523	7,523
Reserva facultativa	—	—	385,033	349,248
Otros resultados integrales acumulados	(2,674)	(2,674)	(2,800)	(2,569)
Pérdidas acumuladas	(48,624)	(34,946)	(148,694)	(120,081)
Total de capital contable	**521,613**	**479,656**	**280,301**	**273,360**
Pasivos				
Pasivos no corrientes				
Pasivos por impuestos diferidos, netos	136,393	133,757	28,840	38,558
Pasivos por arrendamiento	7,387	—	—	—
Provisiones	16,498	16,186	15,902	14,571

	Sucesor			Predecesor
	Al 31 de marzo de 2019 No auditados	**Al 31 de diciembre de 2018**	**Al 31 de diciembre de 2017**	**Al 1 de enero de 2017**
	(cifras en miles de US$, excepto por acciones e información por acción)			
Préstamos	279,867	294,415	—	—
Títulos Opcionales del Promotor	39,784	23,700	—	---
Obligación por planes de beneficios definidos, neta	3,535	3,302	4,683	4,366
Otros impuestos y regalías por pagar	—	—	2	7
Cuentas por pagar y otras cuentas por pagar	1,003	1,008	—	—
Total pasivos no corrientes	**484,467**	**472,368**	**49,427**	**57,502**
Pasivos corrientes				
Provisiones	3,734	4,140	925	1,615
Pasivo por arrendamientos	2,378	—	—	—
Préstamos bancarios	55,351	10,352	—	—
Salarios y contribuciones sociales por pagar	4,161	6,348	2,540	2,387
Impuesto a la utilidad por pagar	19,468	22,429	1,401	5,454
Otros impuestos y regalías por pagar	6,520	6,515	6,287	5,846
Cuentas por pagar y otras cuentas por pagar	64,021	84,334	20,990	24,327
Total pasivos corrientes	**155,642**	**134,118**	**32,143**	**39,629**
Total pasivos	**640,109**	**606,486**	**81,570**	**97,131**
Total capital contable y pasivos	**1,161,722**	**1,086,142**	**361,871**	**370,491**
Dividendos y Acciones				
Número de acciones	75,909,317	70,409,317	95,443,572[1]	95,443,572 [1
Dividendos declarados	—	---	6,733[2]	—
Dividendos declarados por acción	—	---	0.07[2]	—

[1] Acciones de PELSA, como Predecesor de la Compañía.
[2] Dividendos declarados por PELSA, como Predecesora de la Compañía.

Estado de resultados y otros resultados integrales consolidado

	Sucesor	Predecesor	Sucesor	Predecesor	
	Por el periodo de tres terminado el 31 de marzo de 2019 No auditados	**Por el periodo de tres meses terminado el 31 de marzo de 2018 No auditados**	**Por el periodo del 4 de abril de 2018 al 31 de diciembre de 2018**	**Por el periodo del 1 de enero del 2018 al 3 de abril de 2018**	**Por el año terminado el 31 de diciembre de 2017**
	(cifras en miles de US$, excepto por acciones e información por acción)				
Ingresos por ventas a clientes	93,727	44,463	331,336	44,463	198,075
Costo de venta	(65,713)	(38,623)	(212,581)	(38,623)	(174,401)

Utilidad bruta	**28,014**	**5,840**	**118,755**	**5,840**	**23,674**
Gastos de ventas	(5,695)	(3,091)	(21,341)	(3,091)	(13,264)
Gastos generales y de administración	(8,705)	(1,466)	(24,202)	(1,466)	(6,774)
Gastos de exploración	(126)	(134)	(637)	(134)	(1,049)
Otros ingresos operativos	627	1,240	2,699	1,240	17,802
Otros gastos operativos	(2,118)	(135)	(18,097)	(135)	(5,125)
Recuperación de deterioro de propiedad, planta y equipo	—	—	—	—	5,290
Utilidad de operación	**11,997**	**2,254**	**57,177**	**2,254**	**20,554**
Ingresos por intereses	75	239	2,532	239	166
Gastos por Intereses	(5,817)	(23)	(15,746)	(23)	(18)
Otros resultados financieros	(14,228)	(1,159)	(22,920)	(1,159)	(436)
Resultados financieros, netos	**(19,970)**	**(943)**	**(36,134)**	**(943)**	**(288)**
(Pérdidas)/Utilidad antes de impuestos	**(7,973)**	**1,311**	**21,043**	**1,311**	**20,266**
Impuesto a la utilidad corriente	(3,069)	(4,615)	(35,450)	(4,615)	(15,956)
(Gasto)/ beneficio por impuesto a la utilidad diferido	(2,636)	(3,345)	(11,975)	(3,345)	9,595
Gasto por impuesto a la utilidad	**(5,705)**	**(7,960)**	**(47,425)**	**(7,960)**	**(6,361)**
(Pérdida)/ utilidad neta del periodo / ejercicio	**(13,678)**	**(6,649)**	**(26,382)**	**(6,649)**	**13,905**
Otros resultados integrales	—				
Otros resultados integrales que no serán reclasificados a resultados en periodos posteriores	—				
- Pérdida por remedición relacionada con planes de beneficios definidos	—	(89)	(3,565)	(89)	(355)
- Beneficio por impuesto a la utilidad diferido	—	22	891	22	124
Otros resultados integrales que no serán reclasificados a resultados a resultados en periodos posteriores	—	(67)	(2,674)	(67)	(231)
Otros resultados integrales del periodo / ejercicio, netos de impuestos	—	**(67)**	**(2,674)**	**(67)**	**(231)**
Total resultados integrales del periodo/ejercicio	**(13,678)**	**(6,716)**	**(29,056)**	**(6,716)**	**13,674**
(Pérdida)/Ganancia por acción atribuible a los accionistas de la Compañía	---				
Acción básica (En US$ por acción):	(0.19)	(0.07)	(0.37)	(0.07)	0.14
Acción diluida (En US$ por acción):	(0.19)	(0.07)	(0.37)	(0.07)	0.14
Otra información financiera					
EBITDA ajustado	**37,135**	**16,966**	**146,347**	**16,966**	**78,541**
Margen de EBITDA ajustado	**0.40**	**0.38**	**0.44**	**0.38**	**0.40**

(1) Calculamos el EBITDA Ajustado como utilidad (pérdida) por el periodo / ejercicio más gastos de impuesto sobre la renta, resultados financieros, netos, depreciación, deterioro, amortización, costos transaccionales relacionados con las combinaciones de negocio, gastos de reestructura y deterioro de propiedad, planta y equipo. Incluimos un EBITDA Ajustado ya que consideramos que les proporciona a los inversionistas una medida adicional respecto del desempeño financiero de nuestras operaciones base que facilita una comparación entre cada periodo en una base consistente. Nuestra

administración utiliza el EBITDA Ajustado, entre otras medidas, para llevar a cabo planeación interna y para propósitos de cálculo de desempeño. El EBITDA Ajustado no es una medida de liquidez o de desempeño operativo conforme a las NIIF y no deberá ser considerado como una alternativa a las ganancias netas, ganancias operativas o flujos de caja proporcionados por actividades operativas (en cada caso, como se determine conforme a las NIIF). El EBITDA Ajustado, calculado por nosotros, podría no ser comparable con medidas con nombres similares reportadas por otras compañías.

(2) Hemos calculado el margen de EBITDA Ajustado dividiendo el EBITDA Ajustado entre los ingresos por ventas a clientes.

La siguiente tabla muestra la conciliación de EBITDA Ajustado, Margen de EBITDA Ajustado y Deuda Neta:

	Sucesor	Predecesor	Sucesor	Predecesor	
	Por el periodo de tres meses terminado el 31 de marzo de 2019 No auditados	**Por el periodo de tres meses terminado el 31 de marzo de 2018 No auditados**	**Por el periodo del 4 de abril de 2018 al 31 de diciembre de 2018**	**Por el periodo del 1 de enero del 2018 al 3 de abril de 2018**	**Por el año terminado el 31 de diciembre de 2017**
	(cifras en miles de US$, excepto por márgenes)				
(Pérdida) utilidad del periodo/año	(13,678)	(6,649)	(26,382)	(6,649)	13,905
Gasto por impuesto a la utilidad	5,705	7,960	47,425	7,960	6,361
Resultados financieros, netos	19,970	943	36,134	943	288
Depreciación, agotamiento y amortización	24,471	14,712	74,772	14,712	63,277
Gastos relacionados con la combinación de negocios	---	---	2,380	—	—
Gastos de reestructuración	667	---	12,018	—	—
Recupero de deterioro de propiedad, planta y equipos	---	—	---	—	(5,290)
EBITDA Ajustado	**37,135**	**16,966**	**146,347**	**16,966**	**78,541**
Ingresos por contratos con clientes	93,727	44,463	331,336	44,463	198,075
Margen de EBITDA Ajustado	**0.40**	**0.38**	**0.44**	**0.38**	**0.40**

	Sucesor	
	Al 31 de marzo de 2019	**Al 31 de diciembre de 2018**
	(en miles de US$)	
Deuda corriente y no corriente	335,218	304,767
Efectivo, balance bancario y otras inversiones a corto plazo	87,538	80,908
Deuda neta	**247,680**	**223,859**

Reservas Históricas y Datos Operativos

Datos de Reservas

La siguiente tabla incluye información resumida acerca de las reservas de los activos que tenemos en Argentina conforme al Reporte de Reservas al 31 de diciembre de 2018. Las reservas que se incluyen a continuación fueron calculadas según sus respectivos porcentajes de participación al 31 de diciembre del 2018, incluyendo el 100% de las concesiones en Entre Lomas, Agua Amarga, Bajada del Palo Oeste y Bajada del Palo Este, el 10% en Coirón Amargo Sur Oeste, el 55% en Coirón Amargo Norte, el 1.5% en Acambuco, el 100% en JDM y el 100% en 25 de Mayo-Medanito. Las regalías a ser pagadas a las provincias no han sido deducidas de los volúmenes reportados dado que prácticamente todas nuestras reservas se encuentran actualmente en Argentina y, de acuerdo con las leyes argentinas, las regalías constituyen un impuesto a la producción pagadero en efectivo (y no otorgan a las provincias un interés directo en dicha producción para celebrar contratos de producción o venta de forma independiente). Contabilizamos las regalías como parte del costo de ventas.

Consideramos que nuestros estimados de los volúmenes restantes de reservas probadas de petróleo y gas recuperables son razonables y dichos estimados han sido preparados de conformidad con las reglas de la SEC y *los Accounting Standards Codification Topic 932*, con sus modificaciones. En consecuencia, los precios del petróleo crudo utilizados para determinar las reservas probadas fueron el precio promedio durante el periodo de 12 meses anterior a la fecha de cierre de los informes del 31 de diciembre de 2018 y 2017 y del 1 de enero de 2017, determinado como un promedio aritmético no ponderado del precio del primer día del mes para cada mes dentro de dichos periodos. Adicionalmente, debido a que no existen precios de referencia en el mercado de gas natural en Argentina, utilizamos los precios promedio del gas realizado durante el año para determinar nuestras reservas de gas. Para mayor información, véase la Nota 35 de nuestros Estados Financieros.

Información sobre la cantidad de reservas para el año terminado el 31 de diciembre de 2018

		Total por producto			
	Total	**Argentina**		**México[6]**	
Reservas probadas, desarrolladas y no desarrolladas en MMboe:	Todos los productos	Petróleo crudo, condensado y NGL (MMbbl)[4]	Consumo más ventas de gas natural (MMboe) [5]	Petróleo crudo, condensado y NGL (MMbbl)	Consumo más ventas de gas natural (MMboe)
Inicio del año[1]	**52.2**	**32.6**	**19.6**	—	—
Revisión de estimaciones previas	—	—	—	—	—
Mejora en recuperación	—	—	—	—	—
Adquisiciones	—	—	—	—	—
Extensiones y descubrimientos[2]	15.0	7.2	7.8	—	—
Producción[3]	(9.6)	(5.6)	(4.0)	—	—
Ventas de activos	—	—	—	—	—
Fin del año	**57.6**	**34.2**	**23.4**	—	—

(1) Los volúmenes técnicos probados al 31 de diciembre de 2017 se basan en la participación de las entidades y activos adquiridos en la Combinación Inicial de Negocios.
(2) Incluye reservas probadas de los desarrollos realizados por Vista desde el 4 de abril de 2018 en la concesión no convencional Coirón Amargo Sur Oeste y el desarrollo no convencional en Bajada del Palo Oeste. También incluye el desarrollo de reservas convencionales de gas natural en la formación Lotena en Bajada del Palo Oeste. Las extensiones incluyen las reservas adicionales de petróleo crudo, condensado y gas natural derivadas de la concesión de explotación no convencional a 35 años otorgada el 21 de diciembre de 2018 y que vence en diciembre de 2053 en las concesiones Bajada del Palo Oeste y Bajada del Palo Este.
(3) Incluye la producción de las entidades y activos adquiridos en la Combinación Inicial de Negocios en función de su participación en el negocio desde el 1 de enero de 2018 hasta el 3 de abril de 2018, y la producción de Vista en función de nuestra participación en el negocio desde el 4 de abril de 2018 hasta el 31 de diciembre de 2018.
(4) Nuestros volúmenes de hidrocarburos líquidos incluyen petróleo crudo, condensado y NGL (LPG y gasolina natural). No incluimos cifras separadas para las reservas de NGL porque representaban menos del 5.2% y 3.1% de nuestras reservas probadas desarrolladas y no desarrolladas al 1 de enero de 2018 y al 31 de diciembre de 2018, respectivamente.
(5) El consumo de gas natural representó el 27,2% del total de reservas de gas natural (consumo más ventas de gas natural) al 1 de enero de 2018 y el 16,9% al 31 de diciembre de 2018.
(6) Menos de 1 MMboe.

Información sobre la cantidad de reservas para el año terminado el 31 de diciembre de 2017[1]

		Total por producto			
	Total	**Argentina**		**México**	
Reservas Probadas y no probadas MMboe:	Todos los productos	Petróleo crudo, condensado y NGL (MMbbl)[2]	Consumo más ventas de gas natural (MMboe)[3]	Petróleo crudo, condensado y NGL (MMbbl)	Consumo más ventas de gas natural (MMboe)
Inicio del año	**58.8**	**39.7**	**19.1**	—	—
Revisión de estimaciones previas	3.4	(1.2)	**4.6**	—	—
Mejora en recuperación	—	—	—	—	—
Adquisiciones	—	—	—	—	—
Extensiones y descubrimientos	—	—	—	—	—
Producción	(10.0)	(5.9)	(4.1)	—	—
Ventas de activos	—	—	—	—	—
Fin de año	**52.2**	**32.6**	**19.6**	—	—

(1) Los volúmenes técnicos probados al 31 de diciembre de 2016 y 2017 se basan en la participación de las entidades y activos adquiridos en la Combinación Inicial de Negocios.
(2) No incluimos cifras separadas para las reservas de NGL porque representaban menos del 4.8% y 5.2% de nuestras reservas probadas desarrolladas y no desarrolladas al 1 de enero de 2017 y al 31 de diciembre de 2017, respectivamente.
(3) El consumo de gas natural representó el 30,9% del total de reservas de gas natural (consumo más ventas de gas natural) al 1 de enero de 2017 y el 27,2% al 31 de diciembre de 2017.

Resultados de Producción y otros Datos Operativos

La siguiente tabla incluye información resumida no auditada acerca de los volúmenes históricos de producción de petróleo y gas natural, así como otros datos operativos relevantes respecto a los activos que tenemos en Argentina. Los volúmenes de producción históricos y los demás datos operativos y financieros relevantes que se incluyen a continuación fueron calculados a sus respectivos porcentajes de participación, incluyendo el 100% de las concesiones en Entre Lomas, Agua Amarga, Bajada del Palo Oeste y Bajada del Palo Este, el 10% en Coirón Amargo Suroeste, el 55% en Coirón Amargo Norte, el 1.5% en Acambuco, el 100% en JDM, el 100% en 25 de Mayo-Medanito y el 90% en Águila Mora, en cada caso para los periodos que se indican. Las regalías a ser pagadas a las provincias no han sido deducidas de los volúmenes de reservas probadas, dado que prácticamente todas nuestras reservas se encuentran actualmente en Argentina y, de acuerdo con las leyes argentinas, las regalías constituyen un impuesto a la producción pagadero en efectivo (y no otorgan a las provincias un interés directo en dicha producción para realizar actividad ni venta de forma independiente). Contabilizamos las regalías como parte del costo de ventas.

	Sucesor		**Predecesor**	
	Periodo de tres meses terminado el 31 de marzo de	**Periodo del 4 de abril al 31 de diciembre de**	**Periodo del 1 de enero al 3 de abril de**	**Año terminado el 31 de diciembre de**
	2019	**2018**		**2017**
Volúmenes de Producción Brutos[1]:				
Petróleo (MMbbl)	1.4	4.0	0.5	2.4
Gas (Bncf)	5.0	14.0	2.7	9.8
Líquidos del Gas natural (MMboe)	0.1	0.2	0.1	0.2
Total (MMboe)	2.3	6.7	1.1	4.4
Producción promedio neta (boe/d)	25,693	24,425	11,583	12,032
Precio promedio de venta efectivo[2]:				
Petróleo (US$/bbl)	56.7	67.2	60.8	60.7
Gas (US$/Mmbtu)	3.7	4.6	4.1	4.5
Líquidos del Gas Natural (US$/bbl)	23.52	34.17	29.74	23.26
Precio promedio de venta efectivo (US$/boe)	40.5	49.3	42.7	45.1
Costo unitario promedio (US$/boe)[3]:				
Gastos operativos	12.0	12.8	17.6	17.6
Regalías	6.4	7.5	6.5	6.4
Depreciación, deterioro y amortización	10.6	11.1	13.6	13.9
Otra información (en miles de US$):				
Gastos operativos	27,769	86,245	18,367	77,461
Regalías	14,799	50,323	6,795	28,163
Depreciación, deterioro y amortización	24,471	74,772	14,194	61,211

[1] Medido con base en nuestra participación en el negocio. No hubo producción debida a otros durante los periodos aplicables. La producción de petróleo se compone de la producción de petróleo crudo, condensado y gasolina natural. La producción de gas natural excluye el consumo de gas natural. La producción de líquidos del gas natural (NGL) comprende la producción de propano y butano (LPG) y excluye la gasolina natural. Nuestra producción de gasolina natural se mezcla y

se vende con nuestra producción de petróleo crudo y condensado y representa menos del 0.05% de nuestra producción diaria promedio.

(2) Para los periodos que terminan en o antes del 3 de abril de 2018, calculamos nuestro precio de venta promedio realizado por bbl de petróleo, por MMBtu de gas natural, por tonelada de NGL y por boe de producción total, dividiendo nuestros ingresos totales de petróleo, gas natural, NGL y producción total para el periodo en cuestión, respectivamente, por la producción de petróleo, gas natural, NGL y producción total de dicho periodo, respectivamente. Para los periodos siguientes, calculamos nuestro precio de venta promedio realizado (i) por bbl de petróleo dividiendo nuestros ingresos totales de petróleo para el periodo entre el volumen de petróleo vendido en dicho periodo, (ii) por MMBtu de gas natural y por tonelada de NGL multiplicando el precio de venta mensual ponderado por cliente por el volumen de ventas mensual correspondiente en cada mes, dividido por el volumen total vendido durante el periodo en cuestión y (iii) por el volumen de ventas de petróleo total dividiendo nuestros ingresos totales del periodo en cuestión entre la totalidad de la producción de ese periodo en ese mismo periodo.

(3) Calculamos los costos unitarios promedio por boe dividiendo los gastos de operación, regalías o depreciación, agotamiento y amortización para el periodo correspondiente, por la producción promedio diaria multiplicada por los días de cada periodo (365 días para 2017, 90 días para Período Predecesor 2018, 275 días para Periodo Sucesor 2018 y 90 días para el periodo de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2019).

(4) Medido con base en nuestra participación. Las regalías se aplican a la producción total de las concesiones, y se calculan aplicando la tasa de regalías aplicable a la producción, después de descontar ciertos gastos para que el valor del metro cúbico de petróleo crudo, gas natural y gas licuado a un precio de boca de pozo.

Información Financiera de la Sucursal Argentina APCO (actualmente APCO Oil & Gas S.A.U.)

Estados de Situación Financiera

	Al 3 de abril de 2018	Al 31 de diciembre de 2017	Al 1 de enero de 2017
		(cifras en miles de US$)	
Activos			
Activos no corrientes			
Propiedad, planta y equipos	73,741	78,078	85,943
Activos intangibles	76	101	124
Crédito mercantil y otras cuentas por cobrar	24	29	130
Total activos no corrientes	**73,841**	**78,208**	**86,197**
Activos corrientes			
Inventarios	1,977	1,191	1,213
Otros activos financieros	—	19	—
Cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar	14,798	12,266	36,559
Efectivo y equivalentes de efectivo	6,755	7,241	9,033
Total activos corrientes	**23,530**	**20,717**	**46,805**
Total activos	**97,371**	**98,925**	**133,002**

	Al 3 de abril de 2018	Al 31 de diciembre de 2017	Al 1 de enero de 2017
Cuenta con Casa Matriz y pasivo			
Cuenta con Casa Matriz			
Aportes Casa Matriz	14,457	14,457	14,457
Cuenta operativa con Casa Matriz	65,156	65,156	89,885
Pérdidas acumuladas	(7,704)	(6,265)	(6,265)
Otras resultados integrales acumulados (pérdida)	(880)	(880)	(587)
Total cuenta con la casa matriz	**71,029**	**72,468**	**97,490**
Pasivos			
Pasivo no corriente			
Pasivos por impuesto diferidos, netos	5,764	4,358	10,554
Provisiones	5,778	5,796	5,116
Obligación por planes de beneficios definidos, neta	1,514	1,473	1,372
Salario y contribuciones sociales por pagar	—	—	4
Total pasivo no corriente	**13,056**	**11,627**	**17,046**
Pasivos corrientes			
Provisiones	278	300	232
Préstamos bancarios	—	—	3,978

	Al 3 de abril de 2018	Al 31 de diciembre de 2017	Al 1 de enero de 2017
Salarios y contribuciones sociales por pagar	564	828	776
Impuesto a la utilidad por pagar	4,449	4,390	1,162
Otros impuestos y regalías por pagar	1,071	1,081	1,785
Cuentas por pagar y otras cuentas por pagar	6,924	8,231	10,533
Total pasivos corrientes	**13,286**	**14,830**	**18,466**
Total pasivos	**26,342**	**26,457**	**35,512**
Total cuenta con Casa Matriz y pasivos	**97,371**	**98,925**	**133,002**

Estados de resultados y otros resultados integrales

	Por el periodo del 1 de enero de 2018 al 3 de abril de 2018	Por el año terminado el 31 de diciembre de 2017
	(cifras en miles de US$)	
Ingresos por ventas a clientes	17,690	66,059
Costo de ventas		
Fluctuación del mercado del petróleo crudo	786	(22)
Gastos operativos	(6,868)	(32,261)
Depreciación, deterioro y amortización	(5,614)	(18,506)
Regalías	(2,909)	(11,371)
Utilidad bruta	**3,085**	**3,899**
Gasto de ventas	(789)	(3,302)
Gastos generales y de administración	(1,154)	(4,909)
Gastos de exploración	(26)	(148)
Pérdida por deterioro de propiedad, planta y equipo	(435)	(1,080)
Otros ingresos operativos	588	5,165
Otros gastos operativos	—	(69)
Utilidad/(pérdida) de operación	**1,269**	**(444)**
Ingresos por intereses	5	629
Gastos por intereses	(28)	(811)
Otros resultados financieros	128	3,541
Resultados financieros, netos	**105**	**3,359**
Utilidad antes de impuestos	**1,374**	**2,915**
Gastos de impuesto a la utilidad	(2,813)	(3,642)
Pérdida del periodo/ejercicio	**(1,439)**	**(727)**
Otras resultados integrales		
Otros resultados integrales que no serán reclasificados a resultados en periodos posteriores		
-Pérdida por remedición relacionada con planes de beneficios definidos	—	(332)
- Beneficio por impuesto a la utilidad diferido	—	39
Otros resultados integrales que no serán reclasificados a resultados en periodos posteriores	—	**(293)**
Otros resultados integrales del periodo/ejercicio, neto del impuesto a la utilidad	—	**(293)**
Total resultados integrales del periodo/ejercicio	**(1,439)**	**(1,020)**

Estados Combinados de Ingresos y Costos Operativos Directos

	Periodo del 1 de enero de 2018 al 3 de abril de 2018	Año terminado el 31 de diciembre de 2017
	(cifras en miles de US$)	
Ingresos	39,796	150,867
Costos operativos directos	(18,213)	(78,674)
Ingresos en exceso de los costos operativos directos	**21,583**	**72,193**

INFORMACIÓN FINANCIERA PROFORMA CONDENSADA NO AUDITADA

(Cifras en miles de Dólares a menos que se indique lo contrario)

Hemos preparado la siguiente información financiera consolidada condensada proforma no auditada aplicando ciertos ajustes proforma a nuestros Estados Financieros Auditados Predecesores/Sucesores del 2018. Nuestra información financiera consolidada condensada proforma no auditada se presenta únicamente con fines informativos. No debe ser interpretada como nuestros resultados reales de operaciones ni utilizada como una indicación de nuestro futuro desempeño consolidado. Nuestra información financiera proforma no auditada se basa en supuestos que consideramos razonables y debe ser leída en conjunto con otra información financiera histórica incluida en este prospecto, incluyendo nuestros Estados Financieros Auditados Predecesores/Sucesores del 2018 y los Estados Financieros Complementarios.

El 4 de abril de 2018, consumamos la Combinación Inicial de Negocios. Para más información sobre la Combinación Inicial de Negocios, véase "*NUESTRO NEGOCIO - Nuestra historia*" y la Nota 31 de nuestros Estados Financieros. El siguiente estado de resultados condensado consolidado proforma no auditado para el año finalizado el 31 de diciembre del 2018 se presenta para ilustrar los efectos de la celebración de la Combinación Inicial de Negocios de Vista y para dar efecto a la Combinación Inicial de Negocios como si hubiera ocurrido en su totalidad el 1 de enero de 2018.

Incluimos en este prospecto los estados financieros de APCO Sucursal Argentina, la sucursal de APCO International en Argentina, en lugar de los estados financieros de APCO International, que de otra manera tendrían que ser presentados de conformidad con la Regla 3-05 de la Ley de Bolsas de Valores. Véase la Nota 31 de los Estados Financieros para mayor información sobre los activos y pasivos relacionados con la adquisición de APCO International. Consideramos que los estados financieros previos a la adquisición de APCO International no proporcionarían a los inversionistas ninguna información material ni tendencias financieras relacionadas con los activos, pasivos o ingresos de las tres Entidades de APCO que de otra manera no aparecerían en los estados financieros históricos de APCO Sucursal Argentina y/o en nuestros Estados Financieros, y que sustancialmente todos los activos y pasivos de APCO International se eliminan en el proceso de consolidación, o no forman parte de la Combinación Inicial de Negocios (es decir, APCO Austral S.A., una subsidiaria a propiedad al 100% de APCO International, que fue transferida por Pluspetrol el 19 de marzo de 2018, poco antes de la consumación de la Combinación Inicial de Negocios) o eliminada o incluida en la contabilidad de compras registrada por la Compañía. Para más información sobre estas adquisiciones, ver "*NUESTRO NEGOCIO - Nuestra Historia - La Combinación Inicial de Negocios*".

El estado de resultados consolidado condensado proforma no auditado se basa en (i) los estados financieros de Vista y de nuestra Compañía Predecesora, (ii) los estados financieros históricos de APCO Sucursal Argentina, (iii) el estado combinado abreviado de ingresos y gastos operativos directos de 25 de Mayo-Medanito y JDM, (iv) la información financiera histórica separada no auditada de cada una de las subsidiarias de APCO International (posterior de la eliminación intercompañía y la exclusión de APCO Austral S.A., ya que no fue adquirida por nosotros) y APCO Argentina antes de la Combinación Inicial de Negocios (cuya información financiera preparada bajo NIIF no se incluye en este prospecto), y (v) la información financiera histórica no auditada de EL-AA-BP Concesiones (cuya información financiera preparada bajo NIIF no se incluye en este prospecto).

El estado combinado abreviado de ingresos y gastos directos de operación de 25 de Mayo-Medanito y JDM representa los ingresos históricos y gastos directos de operación atribuibles a las propiedades de Pampa sujetas a la Combinación Inicial de Negocios para el periodo comprendido entre el 1 de enero de 2018 y el 3 de abril de 2018. Los resultados históricos de las operaciones de las propiedades de Pampa sujetas a la Combinación Inicial de Negocios aquí presentadas no son indicativos de las operaciones del negocio adquirido en el futuro.

El siguiente estado de resultados condensado proforma no auditado no pretende presentar lo que habrían sido nuestros resultados de operaciones si la Combinación Inicial de Negocios hubiera ocurrido en las fechas indicadas o para proyectar nuestros resultados de operaciones futuras. El estado de resultados condensado consolidado proforma no auditado incluye supuestos y estimaciones subyacentes a los ajustes no auditados de la información financiera consolidada proforma condensada que se describen en las notas adjuntas y que se consideran razonables y que representan toda la información material necesaria para presentar razonablemente el estado de resultados consolidado proforma condensada no auditado. Además, se han hecho ciertas reclasificaciones a los estados financieros históricos y a la información financiera histórica no auditada para ajustarse a la presentación de los estados financieros consolidados de Vista. Cuando es necesario, se realizan ajustes a los estados financieros de las subsidiarias para adecuar sus políticas contables a las nuestras. Nuestros resultados reales de operaciones pueden diferir significativamente de los montos proforma no auditados que se reflejan en este documento.

El estado de resultados consolidado condensado proforma no auditado no incluye toda la información y revelaciones requeridas por las NIIF para un conjunto completo de estados financieros. Usted debe leer el estado de resultados consolidado condensado proforma no auditado que se presenta a continuación, junto con las secciones tituladas "*RESUMEN DE INFORMACIÓN FINANCIERA Y OPERATIVAS*", "*INFORMACIÓN FINANCIERA Y OPERATIVA SELECCIONADA*" y "*COMENTARIOS Y ANÁLISIS DE LA ADMINISTRACIÓN SOBRE LA SITUACIÓN FINANCIERA Y LOS RESULTADOS DE OPERACIÓN*". Adicionalmente, usted debe leer esa información en conjunto con nuestros Estados Financieros, los Estados Financieros Complementarios y las notas a los mismos que se incluyen en este prospecto. Asimismo, el estado de resultados condensado consolidado proforma no auditado está sujeto a ciertos riesgos e incertidumbres que podrían provocar que los resultados reales difieran significativamente de los previstos. Véase la sección "*FACTORES DE RIESGO*" de este prospecto.

Estado de Resultados Consolidado Condensado Proforma No Auditado para el periodo de nueve meses terminado el 30 de septiembre de 2018

(en miles de Dólares, excepto por las acciones y los datos por acción)

	Sucesor A partir del 4 de abril de 2018 hasta el 30 de septiembre, 2018	Predecesor A partir del 1 de enero, 2018 al 3 de abril, 2018	Para el periodo comprendido entre el 1 de enero de 2018 y el 3 de abril de 2018					Notas	Para el año concluido el 31 de diciembre del 2018
(En miles de Dólares, excepto acciones y datos por acción)	Histórico VISTA Consolidado	PELSA	EL-AA-BP Concesiones	Abreviadas combinadas Medanito – JDM[1]	APCO Sucursal Argentina	APCO and APCO Argentina Combinadas	Ajustes Proforma		VISTA Proforma Consolidado
Ingreso por ventas a clientes	331,336	44,463	2,371	39,796	17,690	—	—		435,656
Costo de ventas	(212,581)	(38,623)	(2,167)[3]	(18,213)	(14,605)[2]	—	(3,914)	**2.a)**	(290,103) [4]
Utilidad bruta	118,755	5,840	204	21,583	3,085	—	(3,914)		145,553
Gastos de ventas	(21,341)	(3,091)	(121)	—	(789)	—	—		(25,342)
Gastos generales y de administración	(24,202)	(1,466)	(53)	—	(1,154)	(130)	(2,979)	**2.b)**	(29,984) [5]
Gastos de exploración	(637)	(134)	(7)	—	(26)	—	—		(804)
Otros ingresos de operación	2,699	1,240	53	—	588	4,968	—		9,548
Otros gastos de operación	(18,097)	(135)	(39)	—	—	—	2,380	**2.c)**	(15,891)
Deterioro del valor de la propiedad , planta y equipo	—	—	—	—	(435)	—	—		(435)
Utilidad operativa	57,177	2,254	37	21,583	1,269	4,838	(4,513)		**82,645**
Ingresos por intereses	2,532	239	121	—	5	2	—		2,899
Gastos por intereses	(15,746)	(23)	—	—	(28)	(17)	(10,423)	**2.d)**	(26,237)
Otros resultados financieros	(22,920)	(1,159)	31	—	128	(11)	13,258	**2.e)**	(10,673)
Resultados financieros, netos	(36,134)	(943)	152	—	105	(26)	2,835		(34,011)
Utilidad (pérdida) neta antes de impuesto sobre la renta	21,043	1,311	189	21,583	1,374	4,812	(1,678)		**48,364**
Beneficio (gasto) por impuesto sobre la renta corriente	(35,450)	(4,615)	(251)	—	(1,407)	—	360	**2.f)**	(41,363)
Beneficio (gasto) por impuesto sobre la renta diferido	(11,975)	(3,345)	26	—	(1,406)	(90)	—		(16,790)
Beneficio (gasto) por impuesto sobre la renta	(47,425)	(7,960)	(225)	—	(2,813)	(90)	360		(58,153)
(Pérdida) utilidad neta del periodo	**(**26,382)	**(6,649)**	**(36)**	**21,583**	**(1,439)**	**4,722**	**(1,318)**		**(9,520**)
Pérdidas básicas por acción:	(0.37)	(0.07)	—	—	—	—	—		**(0.17)**
Pérdidas diluidas por acción:	(0.37)	(0.07)	—	—	—	—	—		**(0.17)**
Promedio ponderado de acciones en circulación (básico)	70,409,317	95,443,572	—	—	—	—	—		70,409,317
Promedio ponderado de acciones en circulación (diluido)	70,409,317	95,443,572	—	—	—	—	—		70,409,317

(1) Las cifras relativas a 25 de Mayo-Medanito y JDM se derivan de los estados de ingresos y gastos operativos directos abreviados, preparados bajo U.S. GAAP e incluidos en este prospecto. Nuestra gerencia no ha identificado ninguna diferencia entre estas cifras de U.S. GAAP y las que habrían sido reportadas bajo NIIF. Por lo tanto, no se hizo ningún ajuste a esta información proforma.

(2) Incluye US$5,614 por depreciación, agotamiento y amortización.

(3) Incluye US$849 por depreciación, agotamiento y amortización.

(4El costo de ventas pro forma para el periodo del 1 de enero de 2018 al 3 de abril de 2018 de US$77,522 incluye gastos operativos por US$38,210, regalías por US$16,260, depreciación, agotamiento y amortización por US$24,571 y ganancia por fluctuación de inventarios de petróleo crudo por US$1,519. El costo de ventas para el Periodo Sucesor 2018 de US$212,581 incluye gastos operativos por US$86,245, regalías por US$50,323, depreciación, agotamiento y amortización por US$74,772 y fluctuación del inventario de petróleo crudo por US$1,241. El costo de ventas para el periodo pro forma terminado el 31 de diciembre de 2018 de US$290,103 incluye gastos operativos por US$124,455, regalías por US$66,583, depreciación, agotamiento y amortización por US$99,343 y ganancia por fluctuación de inventarios de petróleo crudo por US$278. Las cifras totales pro forma incluyen ajustes en Depreciación, agotamiento y amortización por US$3,914.

(5) Incluye US$518 por depreciación, agotamiento y amortización de PELSA.

Notas al Estado de Resultados Consolidado Condensado Proforma No Auditado para el año concluido el 31 de diciembre del 2018 - En miles de Dólares

Nota 1-Bases de presentación

Nuestros Estados Financieros Auditados Predecesores/Sucesores del 2018 y los estados financieros de APCO Sucursal Argentina al 3 de abril de 2018 y para el periodo comprendido entre el 1 de enero de 2018 y el 3 de abril de 2018, fueron preparados de conformidad con las NIIF y presentados en Dólares. El 25 de Mayo-Medanito y JDM abreviado estados combinados de ingresos y gastos directos de operación para el periodo comprendido entre el 1 de enero de 2018 y el 3 de abril de 2018 se prepararon de acuerdo con los US GAAP y se presentaron en miles de Dólares. Adicionalmente, se realizaron ciertos ajustes para alinear la presentación de los estados de resultados de APCO Argentina, 25 de Mayo-Medanito y JDM con los nuestros. Cuando fue necesario, se realizaron ajustes a los estados financieros de las subsidiarias para adecuar sus políticas contables a las nuestras.

La información financiera histórica se deriva de los Estados Financieros Auditados Predecesores/Sucesores del 2018. La información financiera relativa a las columnas "Abreviadas combinadas Medanito - JDM" y "APCO Sucursal Argentina" se deriva de los Estados Financieros Complementarios. La información financiera relativa a las columnas "EL-AA-BP Concesiones" y "APCO y APCO Argentina Combinada" se deriva de los registros contables de PELSA y APCO, respectivamente. Los estados históricos consolidados de resultados y otro resultados integrales han sido ajustados en el estado de resultados consolidado condensado proforma no auditado para dar efecto a los eventos proforma que son (i) directamente atribuibles a la Combinación Inicial de Negocios, (ii) factualmente comprobables, y (iii) se espera que continúen impactando en los resultados consolidados de la Compañía después de la Combinación Inicial de Negocios.

Las políticas contables utilizadas en la preparación del estado de resultados consolidado condensado proforma no auditado son consistentes con las descritas en nuestros Estados Financieros Auditados Predecesores/Sucesores del 2018.

El estado de resultados consolidado condensado proforma no auditado no refleja necesariamente lo que habrían sido nuestros resultados de operaciones consolidados si la Combinación Inicial de Negocios hubiera ocurrido en las fechas indicadas, y podría no ser útil para predecir nuestros resultados de operaciones futuros. Los resultados reales de las operaciones pueden diferir significativamente de los montos proforma reflejados aquí debido a una variedad de factores. Además, como resultado de la presentación de estados combinados abreviados de ingresos y gastos operativos directos para los negocios 25 de Mayo-Medanito y JDM, el estado de resultados consolidado condensado proforma no auditado para el año terminado el 31 de diciembre 2018 no es indicativo de nuestros resultados de operación debido a los cambios en los planes de negocios y a la omisión de varios gastos operativos y no operativos y los efectos del impuesto sobre la renta.

Además, el estado de resultados condensado consolidado proforma no auditado no refleja la realización de ningún ahorro de costos esperado u otras sinergias de la Combinación Inicial de Negocios como resultado de las actividades de reestructuración y otras iniciativas de ahorro de costos planificadas tras la finalización de la Combinación Inicial de Negocios.

No hubo transacciones significativas entre nosotros y las entidades incluidas en esta información financiera consolidada condensada proforma no auditada que necesiten ser eliminadas del estado de resultados consolidado proforma condensado no auditado durante el periodo cubierto por la información financiera consolidada proforma condensada proforma no auditada.

Los ajustes proforma se basan en la información disponible y en ciertos supuestos. Los efectos reales de las operaciones pueden diferir de los ajustes proforma. No obstante, la Dirección considera que las hipótesis proporcionan una base razonable para presentar los efectos significativos de las transacciones tal como se contemplan y que los ajustes proforma son objetivamente sustentables y dan un efecto adecuado a dichas hipótesis, y que se aplican adecuadamente en el estado de resultados consolidado condensado proforma no auditado.

Nota 2 - Ajustes proforma

Los siguientes ajustes se han reflejado en el estado de resultados consolidados condensados proforma no auditados:

(a) Representa (1) gastos adicionales de depreciación, agotamiento y amortización ("DD&A") por el incremento en el valor razonable del activo fijo atribuible a las propiedades de PELSA, APCO Argentina, 25 de Mayo-Medanito y JDM y (2) la revisión de las tasas de DD&A de PELSA para dar efecto a los volúmenes de reservas adquiridos en la Combinación Inicial de Negocios. Este DD&A adicional se calculó sobre la base de la misma política contable que se explica en la Nota 2.4.2.1 de los Estados Financieros.

El impacto en los gastos de depreciación, agotamiento y amortización proforma como consecuencia de la Combinación Inicial de Negocios es el siguiente:

	Para el periodo comprendido entre el 1 de enero de 2018 y el 3 de abril de 2018 (en miles de Dólares)					
	PELSA	**EL-AA-BP Concesiones**	**MEDANITO / JDM Combinadas**	**APCO Sucursal Argentina**	**APCO y APCO Argentina Combinadas**	**Total**
Costo de ventas	2,459	232	(7,836)	1,231	--	(3,914)[(1)]

(b) Corresponde a los gastos generales y administrativos incurridos por Vista en el periodo del 1 de enero de 2018 al 3 de abril de 2018.

(c) Representa la eliminación de los costos de transacción no recurrentes incurridos durante el año finalizado el 31 de diciembre de 2018 por US$2,380 que están directamente relacionados con la Combinación Inicial de Negocios que fueron reconocidos en la utilidad o pérdida e incluidos en "Otros gastos de operación".

(d) Representa el gasto financiero adicional de US$13,386 del Crédito Sindicado a cinco años obtenido el 19 de julio de 2018 por US$300 millones (como si el Crédito Sindicado se hubiera obtenido el 1 de enero de 2018), neto de US$3,445 por el rembolso del gasto financiero del Crédito Puente (cuyo monto ya se había reflejado en el estado de resultados de la Sucesora). El Crédito Sindicado se utilizó para prepagar el Crédito Puente y se destinó a financiar la Combinación Inicial de Negocios. Además, incluye menores gastos de acumulación relacionados con las obligaciones de disposición de activos en propiedades de petróleo y gas natural adquiridas por un monto de US$15 y US$457 de los gastos por intereses incurridos por Vista en el periodo comprendido entre el 1 de enero y el 3 de abril de 2018 Cualquier cambio de un 1/8% en las tasas de interés resultaría en una variación de aproximadamente US$104 en los gastos por intereses proforma.

(e) Refleja la eliminación de los costos no recurrentes de emisión de préstamos cargados durante el año finalizado el 31 de diciembre de 2018 por US$13,258 relacionados con el reembolso del Crédito Puente. Estos costos de emisión se reconocieron en la utilidad o pérdida cuando el Crédito Puente se pagó con los recursos del Crédito Sindicado. Los costos de emisión relacionados con el Crédito Sindicado se cargan a gastos como intereses en nuestros estados financieros históricos utilizando el método de la tasa de interés efectiva.

(f) Representa el efecto del impuesto sobre la renta en los ajustes descritos anteriormente. Véase la Nota 32 de los Estados Financieros.

INFORMACIÓN FINANCIERA GENERAL

En lo que respecta a la información financiera general, se incorpora por referencia en su totalidad, de conformidad con la fracción III, del Anexo H, de la Circular Única de Emisoras, la información financiera contenida en nuestro reporte anual del ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2018, presentado a la CNBV el 29 de abril de 2019, y en nuestro reporte de resultados financieros y operativos del primer trimestre de 2019, presentado con fecha 25 de abril de 2019, la cual deberá ser considerada para efectos de esta sección como si a la letra se insertase. Esta información puede consultarse en las siguientes páginas: http://www.vistaoilandgas.com/inversionistas/ , www.gob.mx/cnbv y www.bmv.com.mx

Información financiera seleccionada

En lo que respecta a la información financiera general, se incorpora por referencia en su totalidad, de conformidad con la fracción III, del Anexo H, de la Circular Única de Emisoras, la información financiera contenida en nuestro reporte anual del ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2018, presentado a la CNBV el 29 de abril de 2019, y en nuestro reporte de resultados financieros y operativos del primer trimestre de 2019, presentado con fecha 25 de abril de 2019, la cual deberá ser considerada para efectos de esta sección como si a la letra se insertase. Esta información puede consultarse en las siguientes páginas: http://www.vistaoilandgas.com/inversionistas/ , www.gob.mx/cnbv y www.bmv.com.mx

Información financiera por línea de negocio, zona geográfica y ventas de exportación

En lo que respecta a la información financiera general, se incorpora por referencia en su totalidad, de conformidad con la fracción III, del Anexo H, de la Circular Única de Emisoras, la información financiera contenida en nuestro reporte anual del ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2018, presentado a la CNBV el 29 de abril de 2019, y en nuestro reporte de resultados financieros y operativos del primer trimestre de 2019, presentado con fecha 25 de abril de 2019, la cual deberá ser considerada para efectos de esta sección como si a la letra se insertase. Esta información puede consultarse en las siguientes páginas: http://www.vistaoilandgas.com/inversionistas/ , www.gob.mx/cnbv y www.bmv.com.mx

Informe de créditos relevantes

En lo que respecta a la información financiera general, se incorpora por referencia en su totalidad, de conformidad con la fracción III, del Anexo H, de la Circular Única de Emisoras, la información financiera contenida en nuestro reporte anual del ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2018, presentado a la CNBV el 29 de abril de 2019, y en nuestro reporte de resultados financieros y operativos del primer trimestre de 2019, presentado con fecha 25 de abril de 2019, la cual deberá ser considerada para efectos de esta sección como si a la letra se insertase. Esta información puede consultarse en las siguientes páginas: http://www.vistaoilandgas.com/inversionistas/ , www.gob.mx/cnbv y www.bmv.com.mx

Comentarios y análisis de la administración sobre los resultados de operación y situación financiera de la emisora

Resultados de la operación

En lo que respecta a la información financiera general, se incorpora por referencia en su totalidad, de conformidad con la fracción III, del Anexo H, de la Circular Única de Emisoras, la información financiera contenida en nuestro reporte anual del ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2018, presentado a la CNBV el 29 de abril de 2019, y en nuestro reporte de resultados financieros y operativos del primer trimestre de 2019, presentado con fecha 25 de abril de 2019, la cual deberá ser considerada para efectos de esta sección como si a la letra se insertase. Esta información puede consultarse en las siguientes páginas: http://www.vistaoilandgas.com/inversionistas/ , www.gob.mx/cnbv y www.bmv.com.mx

Situación financiera, liquidez y recursos de capital

En lo que respecta a la información financiera general, se incorpora por referencia en su totalidad, de conformidad con la fracción III, del Anexo H, de la Circular Única de Emisoras, la información financiera contenida en nuestro reporte anual del ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2018, presentado a la CNBV el 29 de abril de 2019, y en nuestro reporte de resultados financieros y operativos del primer trimestre de 2019, presentado con fecha 25 de abril de 2019, la cual deberá ser considerada para efectos de esta sección como si a la letra se insertase. Esta información puede consultarse en las siguientes páginas: http://www.vistaoilandgas.com/inversionistas/ , www.gob.mx/cnbv y www.bmv.com.mx

Control interno

En lo que respecta a la información financiera general, se incorpora por referencia en su totalidad, de conformidad con la fracción III, del Anexo H, de la Circular Única de Emisoras, la información financiera contenida en nuestro reporte anual del ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2018, presentado a la CNBV el 29 de abril de 2019, y en nuestro reporte de resultados financieros y operativos del primer trimestre de 2019, presentado con fecha 25 de abril de 2019, la cual deberá ser considerada para efectos de esta sección como si a la letra se insertase. Esta información puede consultarse en las siguientes páginas: http://www.vistaoilandgas.com/inversionistas/ , www.gob.mx/cnbv y www.bmv.com.mx

Estimaciones, provisiones o reservas contables críticas

En lo que respecta a la información financiera general, se incorpora por referencia en su totalidad, de conformidad con la fracción III, del Anexo H, de la Circular Única de Emisoras, la información financiera contenida en nuestro reporte anual del ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2018, presentado a la CNBV el 29 de abril de 2019, y en nuestro reporte de resultados financieros y operativos del primer trimestre de 2019, presentado con fecha 25 de abril de 2019, la cual deberá ser considerada para efectos de esta sección como si a la letra se insertase. Esta información puede consultarse en las siguientes páginas: http://www.vistaoilandgas.com/inversionistas/ , www.gob.mx/cnbv y www.bmv.com.mx

COMENTARIOS Y ANÁLISIS DE LA ADMINISTRACIÓN SOBRE LA SITUACIÓN FINANCIERA Y LOS RESULTADOS DE OPERACIÓN

Los siguientes comentarios y análisis sobre nuestra situación financiera y nuestros resultados de operación ponen énfasis en cierta información relevante que está incluida en otras secciones de este prospecto. Estos comentarios no pretenden ser exhaustivos y quizá no incluyan toda la información importante o relevante para usted. Antes de invertir en nuestras Acciones Serie A o las ADS usted debe leer cuidadosamente la totalidad de este prospecto, incluyendo nuestros Estados Financieros y las secciones de este prospecto tituladas "INFORMACIÓN FINANCIERA Y OPERATIVA SELECCIONADA", "FACTORES DE RIESGO" y "LA OFERTA – Resumen de información financiera proforma condensada no auditada". Esta sección contiene declaraciones con respecto al futuro que reflejan nuestras expectativas actuales y conllevan riesgos e incertidumbre. Los resultados reales y las fechas en las que ocurran los acontecimientos descritos podrían diferir sustancialmente de lo descrito en dichas declaraciones con respecto al futuro debido a una gran cantidad de factores, incluyendo los descritos en la sección titulada "FACTORES DE RIESGO" y en otras partes de este prospecto.

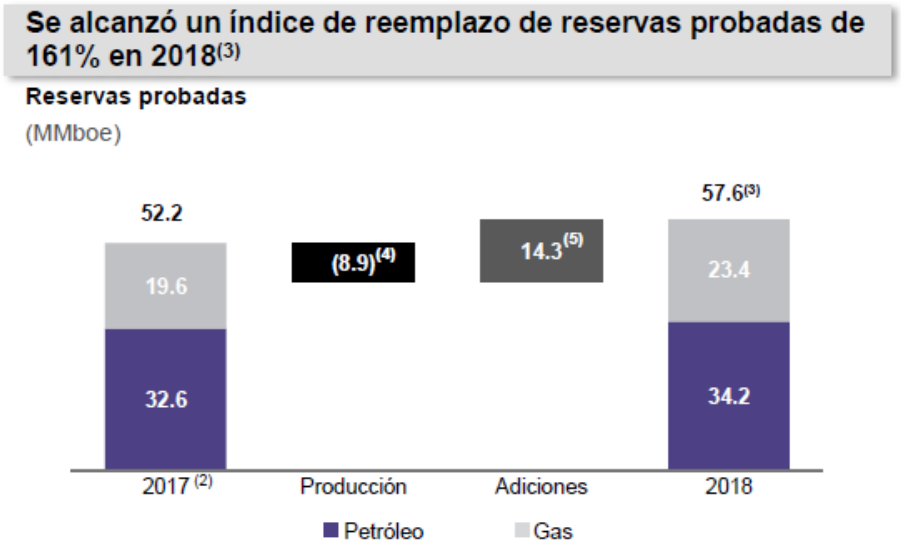
Panorama general

Somos una compañía independiente de petróleo y gas en América Latina que inició operaciones el 4 de abril de 2018. Somos propietarios de activos de producción convencionales de alta calidad, bajo costo de operación y altos márgenes que se ubican en Argentina y México, con la mayor parte de nuestra producción e ingresos originados en Argentina. Asimismo, la mayor parte de nuestras actuales actividades de perforación y reacondicionamiento de pozos, nuestras reservas probadas estimadas y activos están ubicados en Argentina, incluyendo nuestra producción actual de los pozos de Vaca Muerta. Bajo el mando de un Equipo de Administración de primera categoría a nivel mundial, buscamos generar sólidos retornos para nuestros accionistas, aprovechando nuestros excelentes activos convencionales en Argentina, que generan fuertes flujos de efectivo, el aumento del factor de recuperación de petróleo de dichos activos, que actualmente es inferior al factor de recuperación promedio del 15% observado en yacimientos análogos *on shore* con mecanismo de drenaje con solución de gas, como así también las formaciones de *shale* altamente prospectivas en nuestros aproximadamente 134,000 acres netos en Vaca Muerta. Desde el inicio de nuestras operaciones, hemos incrementado nuestro acreage neto en Vaca Muerta agregando aproximadamente 15,000 acres netos y hemos adquirido participaciones del 50% en tres bloques *on shore* en México.

Al 31 de marzo de 2019, éramos el sexto mayor productor de petróleo en Argentina, de acuerdo con la Secretaría de Energía de Argentina. Reportamos una producción diaria promedio de 25,693 boe/d para el periodo de tres meses terminado el 31 de marzo de 2019. Nos proponemos alcanzar una producción diaria promedio de aproximadamente 65,000 boe/d para 2022 mediante el desarrollo de nuestra extensión de acres de *shale*, lo cual equivale a una tasa compuesta de crecimiento promedio del 28% anual con respecto a nuestra producción diaria promedio para el periodo de tres meses terminado el 31 de marzo del 2019. A la fecha de este prospecto nuestra cartera de activos incluye participaciones en 16 bloques de hidrocarburos, 13 de los cuales se encuentran ubicados en Argentina y 3 se ubican en México. Somos operadores de 10 de estos bloques, los cuales representan el 99% de nuestra producción neta. Contamos con aproximadamente 525,000 acres netos en Argentina y operamos el 96% de dicha superficie.

Al 31 de diciembre de 2018 contábamos con Reservas Probadas equivalentes a 57.6 MMboe en Argentina, 94% de ellas ubicadas en yacimientos convencionales, y de las cuales aproximadamente 60% consisten de petróleo. Hemos identificado más de 400 potenciales locaciones de alta rentabilidad dentro de la extensión de acreage de desarrollo en Vaca Muerta, que representan un inventario para perforación de 11 años aproximadamente, al tiempo que planeamos incrementar mediante la delineación adicional de nuestro acreage prospectivo, la evaluación de otros horizontes de navegación y reducción de distanciamiento entre pozos.

Basado en la producción promedio diaria de todos los activos adquiridos por nosotros en la Combinación Inicial de Negocios de 24,470 boe/d para el año terminado el 31 de diciembre de 2018, nuestro índice de reemplazo de reservas probadas para dicho periodo fue del 161%. La producción real fue superior al nivel proyectado para el 2018 de 24,100 boe/d. La producción real fue superior al nivel proyectado para el 2018 de 24,100 boe/d.



(2) La información para 2017 incluye cantidades estimadas de reservas probadas basadas en información proporcionada por los propietarios anteriores de los bloques adquiridos por Vista.
(3) Incluye 3.4 MMboe de reservas no convencionales probadas totales.
(4) Producción excluye el consumo de gas natural por 0.7 MMboe.
(5) Las adiciones se calculan como la diferencia entre las reservas de 2018 menos las reservas de 2017 más la producción de 2018.

Bases de presentación

Debido a la Combinación Inicial de Negocios, el análisis de nuestros resultados de operación por el año concluido el 31 de diciembre de 2018 incluye información financiera correspondiente tanto de la Compañía Predecesora, como de Vista, la Compañía Sucesora. En este prospecto, la información financiera reportada en relación con el año concluido el 31 de diciembre de 2018 abarca:

- el "Periodo Predecesor 2018", que es el periodo comprendido del 1 de enero de 2018 al 3 de abril de 2018 e incluye los resultados de operación consolidados de la Empresa Predecesora; y

- el "Periodo Sucesor 2018", que es el periodo comprendido del 4 de abril de 2018 al 31 de diciembre de 2018 e incluye los resultados de operación consolidados de Vista como compañía sucesora.

El análisis de nuestros resultados de operación por el año terminado el 31 de diciembre de 2017 únicamente incluye la información financiera de la Empresa Predecesora (el "Periodo Predecesor 2017").

La discusión de nuestros resultados de operaciones con respecto al periodo de tres meses terminado el 31 de marzo de 2019 sólo incluye información financiera sobre Vista como la Compañía Sucesora, mientras que la información comparativa para el periodo de tres meses terminado el 31 de marzo de 2018 sólo incluye información sobre la Compañía Predecesora. Además, a partir del 1 de enero de 2019, adoptamos la NIIF 16 utilizando el método retrospectivo modificado de adopción con la fecha de aplicación inicial el 1 de enero de 2019. Bajo este método, la norma se aplica de forma retrospectiva con el efecto acumulativo de la aplicación inicial en la fecha de la aplicación inicial. Como

consecuencia de la nueva norma contable mencionada anteriormente, algunas comparaciones entre periodos pueden verse afectadas. Véase la Nota 2.2. de nuestros Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados No Auditados del 1Q 2019.

Hemos incluido en este prospecto los estados financieros de APCO Sucursal Argentina, que es la sucursal de APCO International en Argentina, en lugar de los estados financieros de APCO International que deberíamos presentar de conformidad con lo dispuesto por la Regla 3-05 de la LMV de los Estados Unidos. Para mayor información acerca de los activos y pasivos relacionados con la adquisición de APCO International, véase la nota 31 a nuestros Estados Financieros. Consideramos que los estados financieros de APCO International por los periodos anteriores a su adquisición no proporcionarían a los inversionistas ninguna información o tendencia financiera significativa con respecto a los activos, pasivos o ingresos de las tres Entidades de APCO que no estuviese incluida en los estados financieros históricos de APCO Sucursal Argentina y/o en nuestros Estados Financieros; y prácticamente todos los activos y pasivos de APCO International quedan eliminados en el proceso de consolidación, sin formar parte de la Combinación Inicial de Negocios (es decir, de APCO Austral S.A., una subsidiaria perteneciente íntegramente a APCO International que fue transferida por Pluspetrol el 19 de marzo de 2018, poco antes de la consumación de la Combinación Inicial de Negocios), o bien, quedan eliminados o absorbidos en la contabilización de la compra por parte de la Compañía. Para mayor información acerca de estas adquisiciones, véase la sección "*NUESTRO NEGOCIO - Nuestra historia - La Combinación Inicial de Negocios*" de este prospecto.

Métricas financieras no reconocidas por las NIIF

Este prospecto muestra nuestro EBITDA Ajustado, nuestro Margen de EBITDA Ajustado, nuestra Deuda Neta, nuestro EBITDA Ajustado proforma y nuestro Margen de EBITDA Ajustado proforma, que son mediciones financieras que no están reconocidas como tales por las NIIF. Para una descripción de la forma en la que definimos estas mediciones financieras no reconocidas por las NIIF, véase la sección "*PRESENTACIÓN DE LA INFORMACIÓN - Medidas financieras no incluidas en las NIIF*".

Para una reconciliación de nuestra Deuda Neta, nuestro EBITDA Ajustado y nuestro Margen de EBITDA Ajustado con las mediciones financieras con las que pueden compararse de manera más directa, véase la sección "*INFORMACIÓN FINANCIERA Y OPERATIVA SELECCIONADA*".

La siguiente tabla muestra la reconciliación de nuestro EBITDA Ajustado proforma y nuestro Margen de EBITDA Ajustado proforma:

	Por el año completo proforma terminado el 31 de diciembre de 2018
Pérdida proforma del periodo	(9,520)
Más:	58,153
Impuestos sobre la renta proforma	
Resultados financieros proforma, netos	34,011
Depreciación, agotamiento y amortización	99,861
Gasto por reestructura proforma	12,018
Pérdida proforma por deterioro de propiedades, planta y equipo	435
EBITDA Ajustado proforma[(1)]	**194,958**
Ingreso por ventas a clientes	435,656
Margen de EBITDA Ajustado proforma	44.8%

[(1)] Definimos nuestra EBITDA Ajustado proforma como la suma de nuestra pérdida proforma del año *más* nuestro gasto por impuestos sobre la renta proforma, nuestros resultados financieros proforma, netos, nuestra depreciación, agotamiento y amortización proforma, nuestro gasto por reestructura proforma y nuestra pérdida proforma por deterioro de propiedades, planta y equipo.
[(2)] Definimos nuestro Margen de EBITDA Ajustado proforma como la razón entre nuestra EBITDA Ajustado proforma y nuestros ingresos proforma por contratos con clientes.

El EBITDA ajustado y el margen EBITDA fueron superiores a los niveles proyectados para el 2018, los cuales eran de US$190.0 millones y 43%, respectivamente.

Cierta información financiera proyectada

Las proyecciones que se presentan a continuación para el año terminado el 31 de diciembre de 2019 y en otras partes de este prospecto han sido preparadas por nuestra gerencia de buena fe sobre una base que se considera razonable. Las proyecciones incluyen elementos significativos de juicio y análisis subjetivo, así como riesgos (muchos de los cuales están fuera de nuestro control). No se puede hacer ninguna declaración en cuanto al alcance de nuestras proyecciones. Se advierte a los inversores que dichas proyecciones no han sido auditadas y no han sido preparadas de conformidad con las NIIF. Para una lista de riesgos y otros factores que podrían afectar nuestra capacidad de alcanzar los resultados proyectados, por favor vea "*ESTIMACIONES FUTURAS*" y "*FACTORES DE RIESGO*".

Esta información financiera prospectiva no fue preparada con miras a cumplir con las directrices establecidas por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad. Estas proyecciones se prepararon con fines de presupuestación del capital y otros fines de gestión, son subjetivas en muchos aspectos y, por lo tanto, susceptibles de interpretaciones diversas y de la necesidad de revisiones periódicas basadas en la experiencia real y en la evolución de los negocios, y pueden ser materialmente diferentes de los resultados reales.

Aunque nuestra gerencia considera que los supuestos y estimaciones en los que se basan las proyecciones son razonables y se basan en la mejor información disponible en la actualidad, las proyecciones son declaraciones a futuro que se basan en supuestos que están inherentemente sujetos a incertidumbres y contingencias significativas, muchas de las cuales están fuera de nuestro control. Habrá diferencias entre los resultados reales y los proyectados, y los resultados reales pueden ser materialmente mayores o menores que los contenidos en las proyecciones. La inclusión de la información financiera proyectada en este prospecto no debe ser considerada como una indicación de que nosotros o nuestra gerencia hemos considerado o consideramos que las proyecciones son una predicción confiable de eventos futuros.

No hemos garantizado la exactitud, fiabilidad, adecuación o integridad de las proyecciones. Ni nuestra administración ni ninguno de nuestros representantes ha hecho o hace ninguna declaración con

respecto a nuestro desempeño futuro en comparación con la información contenida en las proyecciones, y ninguno de ellos tiene la intención o asume ninguna obligación de actualizar o revisar de otra manera las proyecciones para reflejar las circunstancias existentes después de la fecha en que se hicieron o para reflejar la ocurrencia de eventos futuros en el caso de que se demuestre que alguna o todas las suposiciones subyacentes a las proyecciones estén equivocadas. Es posible que nos remitamos o no a estas proyecciones en nuestros futuros informes periódicos presentados de conformidad con la Ley de Bolsas de Valores.

La información financiera prospectiva incluida en este prospecto ha sido elaborada por nuestra dirección. Mancera, S.C., nuestro auditor y Price Waterhouse & Co. S.R.L., auditor de PELSA, nuestra entidad predecesora, no han auditado, revisado, examinado, compilado ni aplicado procedimientos acordados con respecto a las proyecciones financieras no auditadas que se acompañan y, por lo tanto, Mancera, S.C y Price Waterhouse & Co. S.R.L. no expresan una opinión ni ninguna otra forma de garantía con respecto a las mismas. Los informes proporcionados por Mancera, S.C. y por Price Waterhouse & Co. S.R.L., incluidos en este prospecto, refieren a nuestra información financiera histórica. No se extiende a la información financiera prospectiva y no debe leerse para hacerlo.

La siguiente tabla presenta nuestros ingresos estimados no auditados provenientes de contratos con clientes, el EBITDA Ajustado estimado y el Margen de EBITDA Ajustado estimado para el año terminado el 31 de diciembre de 2019:

	Por el año terminado el 31 de diciembre de 2019
	(en miles de US$, excepto margen)
Ingresos estimados por contratos con clientes	480,000
Resultado operativo estimado	103,100
Depreciación, agotamiento y amortización estimadas	121,900
EBITDA Ajustado Estimado	225,000
Margen EBITDA Ajustado Estimado	0.47

Para más información sobre las medidas financieras ajenas a las NIIF, incluida la definición de EBITDA Ajustado y Margen EBITDA Ajustado, véase "PRESENTACIÓN DE INFORMACIÓN FINANCIERA Y OPERATIVA".

No podemos proporcionar una conciliación de la medida NIIF de ganancias (pérdidas) netas con el EBITDA Ajustado estimado para 2019 sin un esfuerzo irrazonable, dado que no podemos estimar los montos de ciertos componentes de la medida NIIF Ganancias (pérdidas) netas para los periodos proyectados, incluyendo los gastos por intereses y las ganancias por tipo de cambio (que afectan los resultados financieros de la medida NIIF, netos) y nuestro impuesto a la renta diferido (que afecta los gastos por impuesto a la renta de la medida NIIF). Debido a la naturaleza de ciertas partidas de conciliación, no es posible predecir con fiabilidad cuáles serán los resultados futuros con respecto a los gastos o ingresos que puedan reconocerse en última instancia en 2019.

Las proyecciones que figuran en el cuadro anterior se basan en diversos supuestos, uno o más de los cuales podrían resultar inexactos en aspectos importantes. Si uno o más de estos supuestos resultan inexactos o si los resultados futuros difieren de los resultados esperados, entonces nuestros resultados futuros reales podrían ser menos favorables, y podrían ser materialmente menos favorables, que las proyecciones anteriores.

Las proyecciones se basan en la información disponible a la fecha del presente prospecto y reflejan numerosos supuestos, incluidos los relativos a las condiciones generales de negocio,

económicas, de mercado, regulatorias y financieras, así como a otros factores diversos, todos ellos difíciles de predecir y muchos de los cuales están fuera de nuestro control, como los riesgos e incertidumbres contenidos en el apartado "FACTORES DE RIESGO". La administración derivó sus proyecciones basándose en la modelización de las hipótesis de crecimiento de los ingresos y las estimaciones de los gastos controlables. Los supuestos más importantes para el año terminado el 31 de diciembre de 2019 en los que nuestra gerencia basó sus proyecciones son, entre otras cosas:

(i) precio promedio del crudo Brent (US$/bbl) de US$60;

(ii) precio promedio del gas natural en Argentina (US$/MMBtu) de US$3.70;

(iii) precio promedio del LPG en Argentina (US$/bbl) de US$23.9;

(iv) producción media diaria de 29,900 boe/d;

(v) no hay cambios significativos en el marco reglamentario aplicable a la industria del petróleo y el gas en Argentina y México, incluida la imposición de derechos de exportación adicionales y otros impuestos;

(vi) nuestros gastos operativos no excederán significativamente los US$143 millones (es decir, un costo operativo unitario de US$13.1/boe, 6% inferior vs. US$13.9/boe alcanzado en 2018); y

(vii) no hay cambios significativos en nuestros gastos generales y administrativos, gastos de venta y otros gastos de operación como porcentaje de nuestros ingresos en comparación con nuestros gastos generales y administrativos, gastos de venta y otros gastos de operación como porcentaje de nuestros ingresos durante el periodo de tres meses terminado el 31 de marzo de 2019.

Fuente de ingresos

Vista se dedica principalmente a actividades relacionadas con petróleo y gas en la industria de la exploración y producción. Nuestras operaciones de petróleo y gas generan ingresos principalmente a través de la venta de petróleo crudo, gas natural y NGL. Durante el periodo de tres meses, terminado el 31 de marzo de 2019, las ventas de petróleo representaron el 78.2% de nuestro total de ingresos, en tanto que las ventas de gas natural representaron el 20.4% y las ventas de NGL el 1.4%. Durante el Periodo Sucesor 2018 las ventas de petróleo representaron el 78.5% de nuestro total de ingresos, en tanto que las ventas de gas natural representaron el 19.7% y las ventas de NGL el 1.8%. Durante el Periodo Predecesor 2018, las ventas de petróleo contribuyeron con el 70.8% de nuestros ingresos totales, las ventas de gas natural contribuyeron con el 25.7% de nuestros ingresos totales y las ventas de NGL contribuyeron con el 3.5% de nuestros ingresos totales. La totalidad de nuestros ingresos se generaban en Argentina en todos los periodos presentados.

Nuestros volúmenes de ventas tienen un impacto directo en nuestros resultados de operación. A medida que la presión del yacimiento disminuye, la producción de un determinado pozo o formación disminuye. El crecimiento de nuestra producción y reservas futuras dependerá del desarrollo de nuestra área en acres y de los gastos de capital correspondientes, que determinarán nuestra capacidad de añadir reservas probadas en exceso de nuestra producción. Por consiguiente, planeamos mantener nuestro enfoque en la adición de reservas mediante la perforación adicional de nuestro área en acres, en particular nuestro área de *shale* y la prueba de zonas de pago apiladas adicionales y la reducción del espaciamiento de los pozos. Nuestra capacidad para añadir reservas a través de adquisiciones depende de muchos factores, incluyendo las condiciones prevalecientes en el mercado y nuestra capacidad para reunir capital, obtener aprobaciones regulatorias, adquirir equipos de perforación y personal e identificar y consumar con éxito las adquisiciones.

Nuestro negocio es inherentemente volátil debido a la influencia de factores externos, tales como la demanda interna, los precios de mercado, la disponibilidad de recursos financieros para nuestro plan de negocios y sus correspondientes costos y regulaciones gubernamentales. En consecuencia, nuestra condición financiera pasada, los resultados de operación y las tendencias indicadas por dichos resultados y condición financiera pueden no ser indicativos de las condiciones financieras actuales o futuras, los resultados de operación o las tendencias.

Vendemos nuestro petróleo y gas a muchos compradores solventes. Dado que nuestra producción se vende en el mercado de materias primas en el que tenemos acceso a varios clientes o mercados, no creemos que la pérdida de ningún cliente tenga un efecto adverso importante en nuestro negocio.

Resultados de producción y otros datos de la operación

La siguiente tabla contiene información no auditada resumida acerca de los volúmenes de producción históricos y otros datos de operación y financieros relevantes de los activos que tenemos en Argentina. Los volúmenes de producción históricos y demás datos de operación relevantes incluidos a continuación fueron calculados considerando el porcentaje de las participaciones respectivas, incluyendo la participación del 100% en las concesiones de Entre Lomas, Agua Amarga, Bajada del Palo Oeste y Bajada del Palo Este, del 10% en Coirón Amargo Suroeste, del 55% en Coirón Amargo Norte, del 1.5% en Acambuco, del 100% en JDM y del 100% en 25 de Mayo-Medanito, 90% en Águila Mora, en cada caso, durante los períodos indicados. Las regalías no están excluidas de nuestros volúmenes de producción, dado que prácticamente toda nuestra producción se encuentra actualmente en Argentina y, de acuerdo con las leyes argentinas, las regalías constituyen un impuesto a la sobre producción pagadero en efectivo (y no otorgan a las regiones un interés directo en dicha producción para que puedan extraer o vender de forma independiente). Contabilizamos las regalías como costo de ventas.

	Sucesor		Predecesor	
	Periodo de tres meses terminado el 31 de marzo de	Periodo del 4 de abril al 31 de diciembre de	Periodo del 1 de enero al 3 de abril de	Año terminado el 31 de diciembre de
	2019	2018		2017
Volúmenes de Producción Brutos[1]:				
Petróleo (MMbbl)	1.4	4.0	0.5	2.4
Gas (Bncf)	5.0	14.0	2.7	9.8
Líquidos del Gas Natural (MMboe)	0.1	0.2	0.1	0.2
Total (MMboe)	2.3	6.7	1.1	4.4
Producción promedio neta (boe/d)	25,693	24,425	11,583	12,032
Precio promedio de venta efectivo[2]:				
Petróleo (US$/bbl)	56.7	67.2	60.8	60.7
Gas (US$/Mmbtu)	3.7	4.6	4.1	4.5
Líquidos del Gas Natural (US$/bbl)	23.52	34.17	29.74	23.26
Precio promedio de venta efectivo (US$/boe)	40.5	49.3	42.7	45.1
Costo unitario promedio (US$/boe)[3]:				
Gastos operativos	12.0	12.8	17.6	17.6
Regalías	6.4	7.5	6.5	6.4
Depreciación, deterioro y amortización	10.6	11.1	13.6	13.9
Otra información (en miles de US$):				
Gastos operativos	27,769	86,245	18,367	77,461
Regalías	14,799	50,323	6,795	28,163
Depreciación, deterioro y amortización	24,471	74,772	14,194	61,211

(1) Medido con base en nuestra participación en el negocio. No hubo producción debida a otros durante los periodos aplicables. La producción de petróleo se compone de la producción de petróleo crudo, condensado y gasolina natural. La producción de gas natural excluye el consumo de gas natural. La producción de líquidos del gas natural (NGL) comprende la producción de propano y butano (LPG) y excluye la gasolina natural. Nuestra producción de gasolina natural se mezcla y se vende con nuestra producción de petróleo crudo y condensado y representa menos del 0.05% de nuestra producción diaria promedio.
(2) Para los periodos que terminan en o antes del 3 de abril de 2018, calculamos nuestro precio de venta promedio realizado por bbl de petróleo, por MMBtu de gas natural, por tonelada de NGL y por boe de producción total, dividiendo nuestros ingresos totales de petróleo, gas natural, NGL y producción total para el periodo en cuestión, respectivamente, por la producción de petróleo, gas natural, NGL y producción total de dicho periodo, respectivamente. Para los periodos siguientes, calculamos nuestro precio de venta promedio realizado (i) por bbl de petróleo dividiendo nuestros ingresos totales de petróleo para el periodo entre el volumen de petróleo vendido en dicho periodo, (ii) por MMBtu de gas natural y por tonelada de NGL multiplicando el precio de venta mensual ponderado por cliente por el volumen de ventas mensual correspondiente en cada mes, dividido por el volumen total vendido durante el periodo en cuestión y (iii) por el volumen de ventas de petróleo total dividiendo nuestros ingresos totales del periodo en cuestión entre la totalidad de la producción de ese periodo en ese mismo periodo.
(3) Calculamos los costos unitarios promedio por boe dividiendo los gastos de operación, regalías o depreciación, agotamiento y amortización para el periodo correspondiente, por la producción promedio diaria multiplicada por los días de cada periodo (365 días para 2017, 90 días para Período Predecesor 2018, 275 días para Periodo Sucesor 2018 y 90 días para el periodo de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2019).
(4) Medido con base en nuestra participación. Las regalías se aplican a la producción total de las concesiones, y se calculan aplicando la tasa de regalías aplicable a la producción, después de descontar ciertos gastos para que el valor del metro cúbico de petróleo crudo, gas natural y gas licuado a un precio de boca de pozo.

La siguiente tabla contiene cierta información operativa posterior a la Combinación Inicial de Negocios, del segundo, tercero y cuarto trimestre de 2018 y el primer trimestre de 2019:

	2019	2018		
	Periodo de tres meses terminado el 31 de marzo	**Periodo de tres meses terminado el 31 de diciembre**	**Periodo de tres meses terminado el 30 de septiembre**	**Periodo de tres meses terminado el 30 de junio**
Precio promedio del petróleo Brent (US$/bbl)[1]	63.8	68.6	75.8	75.0
Precio promedio del petróleo crudo de Medanito (US$/bbl)[2][3]	54.0	61.9	65.9	66.3
Precio promedio del gas natural (US$/MMBtu)[4]	3.5	3.7	4.7	4.9
Volúmenes de producción netos:				
Petróleo (MMbbl)	1.4	1.3	1.4	1.3
Gas Natural (Bncf)	5.1	4.9	4.5	4.6
NGL (MMboe)	0.1	0.1	0.1	0.1
Total (MMboe)	2.3	2.3	2.2	2.2
Precio de venta realizado promedio:				
Petróleo (US$/bbl)	56.7	65.5	67.5	68.0
Gas Natural(US$/MMBtu)	3.7	4.0	5.1	4.8
NGL (US$/bbl)	23.52	31.70	22.50	27.35
Listing cost (US$/boe)	12.0	12.6	11.8	14.1
Número de pozos convencionales perforados	14	7	9	4
Número de pozos no convencionales perforados	3	4	0	0
Ingresos por contratos con clientes	93.7	104.1	116.9	110.3

(1) Fuente: Bloomberg.
(2) Petróleo liviano de la cuenca neuquina. Fuente: Secretaría de Gobierno de Energía de Argentina. (3) Fuente: Secretaría de Gobierno de Energía de Argentina.
(4) Medido con base en nuestra participación. No hubo producción debida a otros durante los periodos aplicables. La producción de petróleo se compone de la producción de petróleo crudo, condensado y gasolina natural. La producción de gas natural excluye el consumo de gas natural. La producción de NGL comprende la producción de propano y butano (GLP) y excluye la gasolina natural. Nuestra producción de gasolina natural se mezcla y se vende con nuestra producción de petróleo crudo y condensado y representa menos del 0.05% de nuestra producción diaria promedio.

Factores que afectan nuestros resultados de operación

Nuestras operaciones se ven afectadas por diversos factores, incluyendo:

- el volumen de petróleo crudo, gas natural y líquidos del gas natural que producimos y vendemos;
- la regulación de los precios-, especialmente por lo que respecta al gas;

- la gestión de las exportaciones por parte de los Gobiernos de Argentina y México, así como las necesidades de abastecimiento a nivel nacional;
- los precios nacionales e internacionales del petróleo crudo y los productos de petróleo;
- el descuento de los precios de nuestra producción de petróleo para igualarlos a los precios de mercado;
- nuestros gastos de capital y la disponibilidad de financiamiento;
- los aumentos de los costos;
- la demanda de hidrocarburos en el mercado;
- los riesgos operativos, las huelgas y otros tipos de manifestaciones públicas;
- los impuestos, incluyendo los impuestos a la exportación;
- regulaciones sobre los movimientos del capital;
- los tipos de cambio; y
- las tasas de interés.

Nuestro negocio es inherentemente volátil debido a la influencia de factores externos tales como la demanda interna, los precios de mercado, la disponibilidad de recursos financieros para nuestro plan de negocios y sus correspondientes costos, y la regulación y políticas gubernamentales. En consecuencia, es posible que nuestra situación financiera y resultados de operación en periodos previos, así como las tendencias a las que apuntan dicha situación y resultados, no sean indicativos de nuestra situación financiera, resultados de operación y tendencias actuales o futuras.

Descubrimiento y explotación de reservas

Nuestros resultados de operación dependen en gran medida de nuestro nivel de éxito en las campañas de exploración y la evaluación de pozos; en la implementación de proyectos de recuperación secundaria y terciaria en nuestros bloques convencionales; y en la delineación adicional de las formaciones y la reducción de la distancia entre los pozos en Vaca Muerta. Aunque contamos con reportes geológicos sobre ciertas Reservas Probadas, contingentes y potenciales en nuestros bloques, no hay garantía de que seguiremos teniendo éxito en la exploración, evaluación, desarrollo y comercialización de petróleo y gas. El cálculo de nuestras estimaciones geológicas y petrofísicas es complejo e impreciso, lo que significa que es posible que nuestras futuras exploraciones no resulten en descubrimientos adicionales; y aun cuando tengamos éxito en hacer descubrimientos, no hay certeza de que la producción será viable desde el punto de vista comercial.

El fondeo de nuestros gastos de capital depende en parte de que los precios del petróleo se mantengan en niveles cercanos o superiores a nuestras estimaciones, así como de otros factores que nos permitan generar flujos de caja. Los precios bajos pueden afectar nuestros ingresos, lo que a su vez puede afectar nuestra capacidad para incurrir en deuda y mantener las razones de apalancamiento estipuladas en nuestros contratos de financiamiento, así como los flujos de caja generados por nuestras operaciones. Nuestras operaciones, la confianza de los inversionistas y el precio de nuestras acciones podrían verse afectados en forma adversa si no lográsemos generar flujos de caja suficientes para fondear nuestros futuros gastos de operación y gastos de capital.

Si los precios realizados promedio del petróleo superan las expectativas, tendremos la capacidad de asignar capital adicional a nuevos proyectos internos y a posibles oportunidades de adquisición, así como de acelerar el ritmo de nuestras operaciones actuales, lo que en todo conduciría a un posible incremento de nuestra producción de petróleo y gas y de nuestros flujos de caja.

Nuestros resultados de operación se verían afectados en forma adversa en el supuesto de que nuestras reservas de petróleo y gas natural y los retornos de nuestros gastos de capital no alcancen los niveles esperados. Además, al analizar tanto nuevas inversiones en nuevas inversiones en nuestros bloques como posibles adquisiciones, nos enfocamos en diversos factores. En consecuencia, no hay certeza de que nos concentraremos en el desarrollo de nuestros activos actuales o realizaremos adquisiciones para incrementar nuestra producción y reservas actuales. Nuestras actividades, resultados de operación y situación financiera podrían verse afectadas en forma adversa si no desplegamos los

gastos de capital necesarios para incrementar las reservas de nuestros bloques o incrementar nuestras reservas a través de oportunidades de adquisición rentables.

Disponibilidad de infraestructura y confiabilidad de la misma

Nuestro negocio depende de la disponibilidad de instalaciones de operación y transporte en las áreas en las que operamos, así como de su confiabilidad. Los precios, aunados a la disponibilidad de equipo e infraestructura y a su consiguiente mantenimiento, afectan nuestra capacidad para apegarnos a nuestro plan de inversión para operar nuestro negocio y, en consecuencia, nuestros resultados de operación y situación financiera. Véanse las secciones "NUESTRO NEGOCIO - Nuestras operaciones - Producción de reservas de petróleo y gas - Transporte y tratamiento" y "NUESTRO NEGOCIO - Nuestras operaciones - Inversión en propiedades, planta y equipo" de este prospecto.

Obligaciones contractuales

Para proteger nuestros derechos de explotación en nuestras concesiones, debemos alcanzar ciertas metas en materia de perforación y producción —incluyendo compromisos de inversión— dentro de determinados plazos previstos en los contratos correspondientes. Los costos de operación y mantenimiento pueden aumentar en forma significativa debido a la existencia de condiciones de mercado adversas a nivel local o internacional, incluyendo recesiones, volatilidad de los tipos de cambio o altos costos de financiamiento, lo cual podría impedir que cumplamos con nuestros compromisos bajo dichos contratos en términos comercialmente razonables o del todo, lo que podría obligarnos a renunciar a nuestros derechos en dichas áreas. Si no logramos obtener la renovación de estas concesiones y mantener nuestras operaciones en estos bloques, u obtener nuevas concesiones, nuestra capacidad para hacer crecer nuestro negocio podría verse afectada en forma significativa.

Las economías argentina y mexicana

Nuestros principales activos y la mayoría de nuestras operaciones se ubican en Argentina y, en menor medida, México. Por consiguiente, nuestra situación financiera y resultados de operación dependen en cierta medida de la situación macroeconómica y política que impere de tiempo en tiempo en Argentina y, en menor medida, México.

El desempeño general de la economía argentina afecta la demanda de energéticos, en tanto que la inflación, las fluctuaciones en los tipos de cambio y la inestabilidad social afectan nuestros costos y márgenes. La inflación afecta nuestras operaciones al incrementar nuestros costos de operación en Pesos Argentinos.

La siguiente tabla muestra los principales indicadores económicos en Argentina durante los periodos indicados:

	Año terminado el 31 de diciembre de					
	2018	**2017**	**2016**	**2015**	**2014**	**2013**
PIB real (% de cambio)	(2.5)[1]	2.7[2]	(2.1)	2.7	(2.5)	2.4
PIB nominal (en millones de AR$)	14,556,559[1]	10,644,779[2]	8,228,160	5,954,511	4,579,086	3,348,308
Índice de Precios al Consumidor variaciones (en %) (IPC)[3]	47.6	24.8	41.0	26.9	38.0	26.6
Tipo de cambio nominal (en AR$/US$ al cierre del periodo)	37.8	18.8	15.9	13.0	8.6	6.5

(1) Información preliminar.
(2) Información provisional.
(3) La inflación de 2013 al 2016 corresponde a la publicada por el Gobierno de Buenos Aires.

Para mayor información acerca de estas condiciones macroeconómicas y políticas, véase la sección "*FACTORES DE RIESGO* - Riesgos relacionados con las economías y entornos regulatorios argentinos y mexicanos".

Tipos de cambio

La mayoría de nuestras ventas están denominadas directamente en Dólares o indizadas al Dólar. El cobro de una porción significativa de nuestros ingresos —que se deriva principalmente de las ventas de gas natural y petróleo crudo— se obtiene en Pesos Argentinos indizados al Dólar. Dichas ventas se facturan en Dólares utilizando el tipo de cambio del Peso Argentino frente al Dólar que se encuentra vigente en la fecha de emisión de la factura, que es pagadera en un plazo de entre 30 y 45 días. Sin embargo, nuestras facturas están sujetas a ajuste según el tipo de cambio del Peso Argentino frente al Dólar que se encuentre vigente en la fecha de pago. Cualquier aumento significativo en el valor del Peso Argentino debido a un desliz en el tipo de cambio de dicha moneda frente al Dólar podría dar lugar a una disminución en nuestros volúmenes de ventas como resultado del aumento del precio real del gas y petróleo crudo en Pesos Argentinos que pagan nuestros clientes. Estamos expuestos al riesgo de que una depreciación del Peso Argentino dé como resultado que nuestros compradores de gas y petróleo crudo no puedan cubrir las cantidades que nos adeudan.

Acontecimientos relacionados con las políticas y la regulación en Argentina y México

Las industrias argentina y mexicana del petróleo y gas natural han sido objeto de importantes reformas en los últimos cinco años y no hay garantía de que las futuras reformas o la reversión de las reformas previas no tendrán un impacto adverso en nuestros ingresos y resultados de operación. Nuestro negocio depende en gran medida de la situación regulatoria imperante en los países en los que operamos; y nuestros resultados de operación podrían verse afectados en forma adversa por los cambios en la regulación en dichos países. Además, la carga que representa la regulación de la industria del petróleo y gas incrementa el costo de los negocios en dicha industria y, por ende, afecta la rentabilidad.

Para mayor información sobre los acontecimientos relacionados con las políticas y la regulación de la industria del petróleo y gas en Argentina, véase la sección "PANORAMA DE LA INDUSTRIA Y REGULATORIO – Marco Regulatorio de Petróleo y Gas en Argentina". Para mayor información sobre los acontecimientos relacionados con las políticas y la regulación de la industria del petróleo y gas en México, véase la sección "PANORAMA DE LA INDUSTRIA Y REGULATORIO – Marco Regulatorio de Petróleo y Gas en México".

Estacionalidad

Aunque históricamente hemos observado cierta estacionalidad en los precios que recibimos a cambio de nuestra producción, dicha estacionalidad no ha tenido un impacto significativo. Además, la estacionalidad no juega un papel importante en nuestra capacidad para realizar nuestras operaciones —incluyendo nuestras actividades de perforación y la conclusión de nuestros proyectos— conforme a lo previsto en nuestros presupuestos.

Títulos Opcionales

De conformidad con las NIIF, los contratos que contemplan la emisión de un número variable de acciones comunes, tales como nuestros Títulos Opcionales, deben clasificarse como pasivos financieros y medirse a su valor razonable, reconociendo los cambios en dicho valor en el estado de resultados y el estado de otros resultados integrales. A la fecha del presente prospecto tenemos en circulación 70,000,000 de Títulos Opcionales y 29,680,000 Títulos Opcionales del Promotor (o un total de 99,680,000 de títulos opcionales en circulación) que eran ejercibles por 23,333,333 y 9,893,333 Acciones Serie A, respectivamente. Estos títulos opcionales han sido reportados como pasivos y su valor razonable está sujeto a ajuste en cada periodo contable. La determinación del valor de mercado razonable está sujeta tanto a supuestos y estimaciones como a cambios en tales asunciones y

estimaciones que podrían afectar el impacto de la valuación de los títulos opcionales, lo que a su vez tendría un efecto en nuestro estado de resultados y otros resultados integrales consolidados. Para mayor información acerca de nuestros títulos opcionales, véanse la sección "*DESCRIPCIÓN DE LAS ACCIONES SERIE A Y DE NUESTROS ESTATUTOS - Títulos Opcionales*" y la nota 17.3 a nuestros Estados Financieros.

Impuestos sobre la renta diferidos

De conformidad con la NIIF, la diferencia entre el valor en libros de las propiedades, planta y equipo (expresado en nuestra moneda funcional, que es el Dólar) y el valor dichas propiedades, planta y equipo para efectos fiscales (que está expresado en Pesos Argentinos o Pesos mexicanos, según el caso, y que de conformidad con la legislación fiscal aplicable no puede revaluarse como resultado de fluctuaciones cambiarias) constituye una diferencia temporal que debe tomarse en consideración al calcular los impuestos sobre la renta diferidos. Para mayor información al respecto, véase la nota 2.4.14.1 a nuestros Estados Financieros. Además de propiedades, planta y equipo, reconocemos activos por impuestos diferidos con motivo de la diferencia temporal entre el valor contable y el valor fiscal de la provisión por taponamiento de pozos aplicables a nuestras propiedades petróleo y gas.

El 29 de diciembre de 2017 el Gobierno argentino promulgó la Ley 27.430, que introdujo varios cambios en el régimen fiscal de Argentina. La tasa del impuesto a las ganancias disminuirá gradualmente del 35% al 30% durante el periodo comprendido del 1 de enero de 2018 al 31 de diciembre de 2019; y disminuirá al 25% a partir del 1 de enero de 2020. A pesar de estos cambios, aún hay muchas transacciones y cálculos en los que los impuestos que tendremos que pagar en última instancia aún son inciertos. Reconocemos pasivos por posibles reclamaciones fiscales con base en estimaciones acerca de la posibilidad de que tengamos que pagar impuestos adicionales en el futuro. Para mayor información al respecto, véase la nota 2.4.14 a nuestros Estados Financieros.

Adquisiciones

Nuestros resultados de operación se ven afectados en forma significativa por nuestras adquisiciones pasadas. En términos generales, los negocios que adquirimos se incorporan a nuestros resultados de operación en la fecha o cerca de la fecha de cierre, lo cual afecta la comparabilidad de los periodos en los que incorporan tales adquisiciones —incluyendo nuestra Combinación Inicial de Negocios— con los periodos anteriores. Para un análisis proforma de nuestra situación financiera y resultados de operación, véase la sección "*LA OFERTA – Resumen de información financiera proforma condensada no auditada*".

Depreciación, agotamiento y amortización

Las NIIF exigen que hagamos estimaciones y supuestos que afectan el importe reportado por concepto de diversas partidas relacionadas con nuestras propiedades de petróleo y gas, incluyendo activos, pasivos, ingresos y gastos. Los resultados reales podrían diferir de los estimados. Las tasas de depreciación, agotamiento y amortización pueden fluctuar como resultado de los costos de desarrollo, las adquisiciones, los deterioros y los cambios en las Reservas Probadas o las Reservas Probadas No Desarrolladas. Para mayor información al respecto, véase la nota 2.4.2.2 a nuestros Estados Financieros.

Condiciones del mercado del petróleo y gas

La industria del petróleo y gas es cíclica y los precios de los insumos son muy volátiles. Durante 2015 y 2016 la oferta de petróleo a nivel nacional y global siguió superando a la demanda, ocasionando que los precios realizados del petróleo y gas se mantuvieran en niveles bajos. Aunque en 2017 y la mayor parte de 2018 los precios de los insumos tendieron a mejorar, volvieron a disminuir en el cuarto trimestre de 2018. Por tanto, es probable que los precios de los insumos sigan fluctuando a causa de los niveles de oferta y demanda a nivel global, los inventarios disponibles, las condiciones ambientales y factores geopolíticos y de otro tipo. Además, la industria del petróleo y gas está sujeta a muchas

tendencias operativas, algunas de las cuales afectan a las cuencas en las que operamos. Las empresas de petróleo y gas están haciendo un creciente uso de nuevas técnicas para reducir los costos de perforación e incrementar la eficiencia de sus operaciones.

Los resultados y flujos de caja generados por nuestras actividades de operación son susceptibles a riesgos relacionados con la volatilidad de los precios internacionales del petróleo. En el pasado, los precios del petróleo en Argentina se han ubicado por debajo de los imperantes en el mercado internacional debido a factores relacionados con las políticas regulatorias, económicas y gubernamentales. Más aun, con el objeto de garantizar el abasto interno e incrementar el ingreso público, en el pasado el Gobierno argentino ha impuesto tarifas de exportación elevadas y otras restricciones a las exportaciones que han impedido que las empresas se vean beneficiadas por los importantes aumentos en los precios internacionales del petróleo. Aun tras el cambio de administración, las exportaciones de petróleo siguen estando sujetas a autorización por parte del Ministerio de Energía de Argentina, el cual exige que los productores acrediten que se ha satisfecho la demanda local o que realizaron una oferta de venta de petróleo al comprador local pero su oferta fue rechazada. Durante su campaña presidencial y tras su toma de posesión, el presidente Macri anunció algunos planes para implementar reformas sustanciales en el sector de energía que en términos generales tienen por objeto lograr que las condiciones del sector se aproximen en mayor medida a las condiciones del mercado. Aunque consideramos que estos cambios beneficiarán a nuestras operaciones, en términos generales no podemos predecir qué medidas se implementarán o mantendrán, en su caso, ni cuándo ocurrirá ello, ni qué efectos tendrán tales medidas, especialmente en los precios del petróleo en Argentina.

El precio del gas natural en Argentina se ha visto limitado por una serie de medidas gubernamentales diseñadas para garantizar el abasto interno a precios accesibles. En consecuencia, los productores de gas tienen la opción de vender a los distribuidores el gas necesario para satisfacer los requerimientos del mercado interno regulado, a los precios establecidos por las autoridades competentes. De lo contrario, los productores de gas únicamente pueden vender su producción excedente de gas en el mercado desregulado, ya sea en Argentina o, potencialmente y sujeto al cumplimiento de ciertos requisitos, a través de exportaciones. Históricamente, los precios del gas en el mercado regulado se han ubicado muy por debajo de los precios vigentes en el mercado desregulado y en los mercados regionales.

La siguiente tabla muestra las tendencias de los precios promedio del petróleo crudo y el gas natural en Dólares durante los periodos indicados:

	2019	2018								
	T1	T4	T3	T2	T1	2017	2016	2015	2014	2013
Precio promedio del petróleo Brent (US$/bbl)[1]	63.83	68.60	75.84	74.97	67.23	54.74	45.13	53.60	99.45	108.70
Precio promedio de petróleo crudo tipo Medanito (U$S/ bbl)[2]	54.0	61.87	65.93	66.34	65.79	56.52	63.40	74.59	79.20	76.01
Precio promedio del gas natural (por MMBtu)[3]	3.5	3.72	4.68	4.86	4.34	3.76	3.21	2.08	2.19	1.79

[1] Fuente: Bloomberg.
[2] Petróleo liviano de la cuenca neuquina. Fuente: Secretaría de Gobierno de Energía de Argentina. La información para el periodo de tres meses finalizado el 31 de diciembre de 2018 corresponde al mes de octubre de 2018 (última información disponible a la fecha del presente prospecto).
[3] Fuente: Secretaría de Gobierno de Energía de Argentina.

Una caída sostenida en los precios del petróleo, el gas natural y los NGL podría provocar una disminución no sólo en nuestros ingresos sino también en la cantidad de petróleo, gas natural y NGL que podemos producir rentablemente y, por tanto, podría mermar nuestra cantidad de reservas de petróleo, gas natural y NGL.

Nota acerca de la comparabilidad de nuestros resultados de operación

El 4 de abril de 2018 Vista consumó la Combinación Inicial de Negocios. Para mayor información acerca de la Combinación Inicial de Negocios y de nuestras recientes reorganizaciones corporativas, véase la sección "*NUESTRO NEGOCIO - Nuestra historia*".

La comparabilidad de nuestros resultados de operación se ve afectada por la consumación de la Combinación Inicial de Negocios y el método de compra. Tomando en consideración el tratamiento de reporte dado a PELSA, nuestra Compañía Predecesora, nuestros resultados de operación por los periodos anteriores a la Combinación Inicial de Negocios no incluyen los resultados de las Entidades APCO, JDM y 25 de Mayo-Medanito, ni de nuestra participación directa del 3.85% en las Concesiones EL-AA-BP y, por consiguiente, no son comparables con nuestros resultados por el periodo posterior a la consumación de la Combinación Inicial de Negocios.

Resultados de Operación

Los siguientes comentarios se refieren a cierta información financiera y operativa por los periodos indicados. Los inversionistas deben leer estas explicaciones en conjunto con nuestros Estados Financieros, los Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados No Auditados del 1Q 2019 y sus notas. Medimos nuestro desempeño con base en nuestra utilidad neta, utilidad bruta y utilidad (pérdida) de operación por el periodo; y utilizamos estas mediciones para tomar decisiones acerca del uso de nuestros recursos y para evaluar nuestro desempeño financiero.

Periodo de tres meses terminado el 31 de marzo de 2019 (Sucesor) comparado con el periodo de tres meses terminado el 31 de marzo de 2018 (Predecesor)

	Sucesor		**Predecesor**	
	Por el periodo de tres meses terminado el 31 de marzo de 2019		**Por el periodo de tres meses terminado el 31 de marzo de 2018**	
	(en miles de US$, salvo los datos por acción)	(% de ingresos)	(en miles de US$, salvo los datos por acción)	(% de ingresos)
	No auditado		No auditado	ingresos
Ingresos por ventas a clientes	93,727	**100%**	44,463	**100%**
Costo de ventas	(65,713)	(70%)	(38,623)	**(86.9%)**
Utilidad bruta	**28,014**	**30%**	**5,840**	**13%**
Gastos de venta	(5,695)	(6%)	(3,091)	(7.0%)
Gastos generales y administrativos	(8,705)	(9%)	(1,466)	(3.3%)
Gastos de exploración	(126)	0%	(134)	(0.3%)
Otros ingresos de operación	627	1%	1,240	2.8%
Otros gastos de operación	(2,118)	(2%)	(135)	(0.3%)
Utilidad de operación	**11,997**	**13%**	2,254	**5.1%**
Ingresos por intereses	75	0%	239	0.5%
Gastos por intereses	(5,817)	(6%)	(23)	(0.1%)
Otros resultados financieros	(14,228)	(15%)	(1,159)	(2.6%)
Resultados financieros, netos	**(19,970)**	**(21%)**	**(943)**	**(2.1%)**
(Pérdida)/Utilidad antes de impuestos	**(7,973)**	**(9%)**	**1,311**	**2.9%**
Impuesto a la utilidad corriente	(3,069)	(3%)	(4,615)	(10.4%)
Impuestos sobre la renta diferidos	(2,636)	(3%)	(3,345)	(7.5%)
Beneficio/(Gasto) por impuesto a la utilidad	**(5,705)**	**(6%)**	**(7,960)**	**(17.9%)**
(Pérdida)/ utilidad del periodo/ejercicio	(13,678)	(15%)	(6,649)	(15%)
Otros resultados integrales				
Otros resultados integrales que no serán reclasificadas a resultados en periodos posteriores	---	---	(89)	0%
—Pérdida por remediación relacionada con planes de beneficios definidos	---	---	22	0%
—Beneficio por impuesto a la utilidad				
Otros resultados integrales que no serán reclasificados a resultados en periodos posteriores	---	---	**(67)**	**0%**
Otros resultados integrales del periodo/ejercicio,	**---**	**---**	**(67)**	**0%**

	Sucesor		Predecesor	
	Por el periodo de tres meses terminado el 31 de marzo de 2019		Por el periodo de tres meses terminado el 31 de marzo de 2018	
	(en miles de US$, salvo los datos por acción) No auditado	(% de ingresos)	(en miles de US$, salvo los datos por acción) No auditado	(% de ingresos) ingresos
netos de impuestos				
Total resultados integrales del periodo/ejercicio	**(13,678)**	**(15%)**	**(6,716)**	**(15%)**
(Pérdida)/Ganancia por acción atribuible a los accionistas de la Compañía	---	---	---	--
Acción básica—(en US$ por Acción)	**(0.19)**	N/A	**(0.07)**	N/A
Acción diluida—(en US$ por Acción)	**(0.19)**	N/A	**(0.07)**	N/A

Ingresos por contratos con clientes

A continuación, se proporciona información detallada sobre nuestros ingresos por contratos con clientes:

	Sucesor	Predecesor
	Por el periodo de tres meses terminado el 31 de marzo de 2019	Por el periodo de tres meses terminado el 31 de marzo de 2018
	No auditado	No auditado
	(en miles de US$)	
Ingresos por ventas de petróleo crudo	73,271	31,501
Ingresos por ventas de gas natural	19,075	11,418
Ingresos por ventas de NGL	1,381	1,544
Ingresos totales por contratos con clientes	**93,727**	**44,463**

El total de ingresos por contratos con clientes aumento a US$93.7 millones durante el periodo Sucesor de tres meses terminado el 31 de marzo de 2019, comparado con US$44.5 millones durante el periodo Predecesor de tres meses terminado el 31 de marzo de. Este aumento fue impulsado principalmente por (i) la adquisición de APCO, que aportó US$14.3 millones de ingresos, y (ii) la adquisición de JDM-Medanito, que aportó US$38.3 millones de ingresos, en cada caso durante el periodo Sucesor de tres meses terminado el 31 de marzo de 2019.

Los ingresos de petróleo crudo aumentaron a US$73.3 millones durante el periodo de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2019, en comparación con US$31.5 millones durante el periodo de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2018, lo que representó el 78.2% y el 70.8% de nuestros ingresos totales por contratos con clientes, respectivamente. Este aumento fue principalmente debido a (i) la adquisición de APCO, que aportó US$ 9.8 millones de ingresos de petróleo crudo, (ii) la adquisición de JDM-Medanito, que aportó US$ 35.1 millones de ingresos de petróleo crudo, y (iii) la adquisición de propiedades petroleras en México, que aportó US$ 0.8 millones, en cada caso durante el periodo de tres meses que terminó el 31 de marzo de 2019.

El volumen total de petróleo crudo vendido fue de 1,292.3 Mbbl durante los tres meses del periodo Sucesor que terminó el 31 de marzo de 2019, comparado con 563.5 Mbbl durante el periodo Predecesor de tres meses que terminó el 31 de marzo de 2018.

El precio promedio del petróleo crudo fue de US$56.7/bbl durante los tres meses del periodo sucesor terminado el 31 de marzo de 2019, un aumento de 1.4% comparado con US$55.9/bbl durante el periodo predecesor de tres meses terminado el 31 de marzo de 2018.

Los ingresos de gas natural aumentaron a US$19.1 millones durante el periodo de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2019, en comparación con los US$11.4 millones del periodo de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2018, lo que representó el 20.4% y el 26% de nuestros ingresos totales provenientes de contratos con clientes, respectivamente. Este aumento fue impulsado principalmente por (i) la adquisición de APCO, que aportó US$4.1 millones de ingresos de gas natural, (ii) la adquisición de JDM-Medanito, que aportó US$3.2 millones de ingresos de gas natural, en cada caso durante el periodo de tres meses terminado el 31 de marzo de 2019, y (iii) la adquisición de propiedades de gas en México que aportó US$0.3 millones durante el periodo de tres meses terminado el 31 de marzo de 2019.

El volumen total de gas natural vendido fue de 878.5 Mboe durante los tres meses del periodo sucesor terminado el 31 de marzo de 2019, comparado con 479.5 Mboe durante el periodo predecesor de tres meses terminado el 31 de marzo de 2018.

Los precios de venta promedio realizados de gas natural fueron de US$3.7/MMBtu durante el periodo de tres meses que terminó el 31 de marzo de 2019, una disminución de 9.8% en comparación con US$4.1/MMBtu durante el periodo de tres meses que terminó el 31 de marzo de 2018.

Las ventas de gas natural durante el periodo de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2019 se realizaron a clientes industriales (58%), distribuidores y clientes de GNC (30%) y al segmento de generación de energía y comerciantes a través del mercado spot (12%). En los últimos 12 meses finalizados el 31 de marzo de 2019 se realizaron ventas de gas natural a clientes industriales (74%), distribuidores y clientes de GNC (19%) y al segmento de generación de energía y comerciantes a través del mercado spot (7%).

Los ingresos de NGL disminuyeron a US$1.4 millones durante el periodo de tres meses terminado el 31 de marzo de 2019, en comparación con US$1.5 millones durante el periodo de tres meses terminado el 31 de marzo de 2018, lo que representó el 1.4% y el 3.2% de nuestros ingresos totales por contratos con clientes, respectivamente. Esta disminución se debió principalmente a las menores ventas de NGL durante el periodo de tres meses que terminó el 31 de marzo de 2019.

Durante el periodo de tres meses terminado el 31 de marzo de 2019, nuestros ingresos fueron generados principalmente por nuestras propiedades de petróleo y gas en Argentina y en menor medida por nuestras propiedades de petróleo y gas en México, mientras que durante el periodo de tres meses terminado el 31 de marzo de 2018, todos nuestros ingresos fueron generados por nuestras propiedades de petróleo y gas en Argentina. La producción de crudo ligero vendido mayormente a clientes domésticos; sin embargo, en el segundo trimestre de 2019 se completo la primera venta de exportación.

Costo de Ventas

	Sucesor	**Predecesor**
	No auditado	**No auditado**
	Por el periodo de tres meses terminado el 31 de marzo del 2019	**Por el periodo de tres meses terminado el 31 de marzo del 2018**
	(en miles de US$)	
Gastos de operación.....	(27,769)	(18,367)
Fluctuación del mercado de petróleo crudo.....	1,326	733
Depreciación, agotamiento y amortización	(24,471)	(14,194)
Regalías……	(14,799)	(6,795)
Total de Costo de Ventas	**(65,713)**	**(38,623)**

El costo de ventas se incrementó a US$65.7 millones durante el periodo de tres meses terminado el 31 de marzo de 2019, en comparación con el mismo periodo del año anterior. US$38.6 millones durante el periodo de tres meses terminado el 31 de marzo de 2018. El costo total de ventas

incluyó fluctuaciones en el inventario de petróleo crudo, gastos de operación, depreciación, agotamiento y amortización y regalías. Este aumento fue debido principalmente a (i) la adquisición de APCO, que aportó US$12.1 millones, (ii) la adquisición de JDM-Medanito, que aportó US$22.5 millones, (iii) la adquisición de propiedades petroleras en México, que contribuyeron con US$ 0.8 millones, parcialmente compensados por una reducción de US$8.0 millones en el costo de ventas de la Sucursal, en cada caso durante el periodo de tres meses terminado en marzo 31, 2019.

Los gastos de operación aumentaron a US$27.8 millones durante el periodo de tres meses terminado el 31 de marzo de 2019, en comparación con US$18.4 millones durante el periodo de tres meses terminado el 31 de marzo de 2018, lo que representó el 42.3% y 47.6% de nuestro costo total de ventas, respectivamente. Este aumento fue debido principalmente a (i) la adquisición de APCO, que aportó US$5.7 millones, (ii) la adquisición de JDM-Medanito, que aportó US$7.3 millones, y (iii) la adquisición de propiedades petroleras en México, que aportó US$0.2 millones, parcialmente compensados por una reducción de US$3.7 millones en los gastos operativos de la Anterior, en cada caso durante el periodo de tres meses del Sucesor que terminó el 31 de marzo de 2019.

La depreciación, el agotamiento y la amortización aumentaron a US$24.5 millones durante el periodo de tres meses terminado el 31 de marzo de 2019, en comparación con US$14.2 millones durante el periodo de tres meses terminado el 31 de marzo de 2018, lo que representó el 37.2% y el 36.8% de nuestro costo total de ventas, respectivamente. Este aumento fue debido principalmente a (i) la adquisición de APCO, que aportó US$4.3 millones, y (ii) la adquisición de JDM-Medanito, que aportó US$6.7 millones, parcialmente compensada por una reducción de US$0.8 millones en la depreciación, agotamiento y amortización de la Sucursal, en cada caso durante el periodo de tres meses terminado el 31 de marzo de 2019.

Las regalías aumentaron a US$14.8 millones durante el periodo de tres meses terminado el 31 de marzo de 2019, en comparación con US$6.8 millones durante el periodo de tres meses terminado el 31 de marzo de 2018, lo que representó el 22.5% y 17.6% de nuestro costo total de ventas, respectivamente. Este aumento fue debido principalmente a (i) la adquisición de APCO, que aportó US$2.8 millones, (ii) la adquisición de JDM-Medanito, que aportó US$5.5 millones, y (iii) la adquisición de propiedades petroleras en México, que aportó US$0.6 millones, en cada uno de los casos durante los tres meses del periodo Sucesor que terminó el 31 de marzo de 2019.

Utilidad bruta

La utilidad bruta aumentó a US$28.0 millones durante el periodo de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2019, en comparación con US$5.8 millones durante el periodo de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2018, lo que representó el 30.0% y el 13.1% de los ingresos totales provenientes de contratos con clientes, respectivamente. Este aumento fue debido principalmente al aumento en los ingresos por contratos con clientes en el periodo de tres meses terminado el 31 de marzo de 2019, el cual fue parcialmente compensado por un aumento en el costo de ventas, como se explica en los párrafos anteriores.

Gastos de venta

Los gastos de venta aumentaron a US$5.7 millones durante el periodo de tres meses terminado el 31 de marzo de 2019, en comparación con US$3.1 millones durante el periodo de tres meses terminado el 31 de marzo de 2018, lo que representó el 6.0% y el 7.0% de nuestros ingresos totales por contratos con clientes, respectivamente. Este aumento fue debido principalmente a los mayores gastos aportados por las adquisiciones de APCO y JDM-Medanito en el periodo de tres meses que terminó el 31 de marzo de 2019.

Gastos Generales y Administrativos

Los gastos generales y administrativos aumentaron a US$8.7 millones durante el periodo de tres meses terminado el 31 de marzo de 2019, en comparación con US$1.5 millones durante el periodo de

tres meses terminado el 31 de marzo de 2018, lo que representó el 9.3% y el 3.3% de nuestros ingresos totales por contratos con clientes, respectivamente. Este aumento fue debido principalmente a (i) mayores gastos de la adquisición de APCO y ii) un aumento de los honorarios y compensaciones por servicios, salarios y cargas sociales, gastos por beneficios a los empleados y pagos basados en acciones durante el periodo de tres meses terminado el 31 de marzo de 2019.

Gastos de Exploración

Los gastos de exploración disminuyeron a US$0.2 millones durante el periodo de tres meses terminado el 31 de marzo de 2019, en comparación con US$0.1 millones durante el periodo de tres meses terminado el 31 de marzo de 2018. Esta disminución se debió principalmente a una disminución en la actividad de exploración en el periodo de tres meses terminado el 31 de marzo de 2019.

Otros ingresos operativos

Otros ingresos operativos disminuyeron a US$0.6 millones durante el periodo de tres meses terminado el 31 de marzo de 2019, en comparación con US$1.2 millones durante el periodo de tres meses terminado el 31 de marzo de 2018. Esta disminución se debió principalmente a una disminución de los servicios a terceros y a la terminación de la Compensación por Inyección de Gas Excedente durante el periodo de tres meses que terminó el 31 de marzo de 2019. Para mayor información, véase la Nota 9.1 de nuestros Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados No Auditados del 1Q 2019.

Otros gastos de explotación

Otros gastos operativos aumentaron a US$2.1 millones durante el período de tres meses terminado el 31 de marzo de 2019, en comparación con US$0.1 millones durante el período de tres meses terminado el 31 de marzo de 2018. Esto se debió principalmente a un aumento de US$1.3 millones en el gasto relacionado con la obsolescencia de inventarios, un aumento de US$0.7 millones en gastos de reestructuración y un aumento de US$0.1 millones en el gasto de remediación ambiental durante el período de tres meses que terminó el 31 de marzo de 2019.

Utilidad de Operación

La utilidad operativa aumentó a US$12.0 millones durante el periodo de tres meses terminado el 31 de marzo de 2019, en comparación con US$2.3 millones durante el periodo de tres meses terminado el 31 de marzo de 2018, lo que representó el 13% y el 5% de nuestros ingresos totales por contratos con clientes, respectivamente. Este aumento se debió principalmente a las razones expuestas en los párrafos anteriores.

Ingresos por intereses

Los ingresos por intereses disminuyeron a US$0.08 millones durante el periodo de tres meses terminado el 31 de marzo de 2019, en comparación con US$0.2 millones durante el periodo de tres meses terminado el 31 de marzo de 2018. Esta disminución se debió principalmente a una disminución de US$0.2 millones en los ingresos por intereses derivados de las notas gubernamentales a costo amortizado durante el periodo de tres meses terminado el 31 de marzo de 2019.

Gastos por intereses

Los gastos financieros aumentaron a US$5.8 millones durante el periodo de tres meses terminado el 31 de marzo de 2019, en comparación con US$0.02 durante el periodo de tres meses terminado el 31 de marzo de 2018. Este aumento fue impulsado principalmente por un aumento de US$ 5.8 millones en intereses deudores durante el periodo de tres meses terminado el 31 de marzo de 2019, derivado principalmente del Crédito Sindicado.

Otros Resultados Financieros

Otras pérdidas financieras aumentaron a una pérdida de US$14.2 millones durante el periodo de tres meses que terminó el 31 de marzo de 2019, en comparación con una pérdida de US$1.2 millones durante el periodo de tres meses que terminó el 31 de marzo de 2018. Este aumento fue impulsado principalmente por un aumento de US$ 16.1 millones en los cambios en el valor razonable de los Títulos Opcionales, como se describe en la nota 16.4.1 de los estados financieros intermedios del primer trimestre de 2019, parcialmente compensado por una ganancia por diferencias positivas de tipo de cambio, netas, de US$ 2.7 millones durante el periodo de tres meses terminado el 31 de marzo de 2019.

(Pérdida) Utilidad antes del Impuesto sobre la Renta

La utilidad antes del impuesto sobre la renta disminuyó a una pérdida de US$8.0 millones para el periodo de tres meses terminado el 31 de marzo de 2019, en comparación con una utilidad de US$1.3 millones para el periodo de tres meses terminado el 31 de marzo de 2018. Esta disminución se debió principalmente a las razones explicadas en los párrafos anteriores.

Gasto por impuesto sobre la renta

Nuestro gasto por impuesto a la renta disminuyó a US$5.7 millones durante el periodo de tres meses terminado el 31 de marzo de 2019, comparado con US$8.0 millones durante el periodo de tres meses terminado el 31 de marzo de 2018. Esta disminución se debió principalmente a (i) una disminución en el gasto corriente por impuesto a la renta, de US$4.6 millones en el periodo de tres meses terminado el 31 de marzo de 2018 a US$3.1 millones en el periodo de tres meses terminado el 31 de marzo de 2019, y (ii) una disminución en el gasto por impuesto a la renta diferido, de un gasto de US$3.3 millones en el periodo de tres meses terminado el 31 de marzo de 2018 a un gasto de US$2.6 millones en el periodo de tres meses terminado el 31 de marzo de 2019. Para mayor información sobre esta disminución, véase la nota 14 de nuestros Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados No Auditados del 1Q 2019.

Pérdida neta del periodo

La pérdida neta aumentó a US$ 13.7 millones durante el periodo de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2019, en comparación con US$ 6.6 millones durante el periodo de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2018. Este aumento de las pérdidas se debió principalmente a las razones explicadas en los párrafos anteriores.

Periodo Sucesor 2018 y Periodo Predecesor 2018 en comparación con el Año Predecesor 2017

	Sucesor		**Predecesor**			
	Por el periodo del 4 de abril de 2018 al 31 de diciembre de 2018		**Por el periodo del 1 de enero de 2018 al 3 de abril de 2018**		**Por el año terminado el 31 de diciembre de 2017**	
	(en miles de US$, salvo los datos por acción)	(% de ingresos)	(en miles de US$, salvo los datos por acción)	(% de ingresos)	(en miles de US$, salvo los datos por acción)	(% de ingresos)
Ingresos por ventas a clientes	331,336	**100%**	44,463	**100%**	198,075	100%
Costo de ventas	(212,581)	(64%)	(38,623)	(87%)	(174,401)	(88%)
Utilidad bruta	**118,755**	36%	**5,840**	13%	**23,674**	12%
Gastos de venta	(21,341)	(6%)	(3,091)	(7%)	(13,264)	(7%)
Gastos generales y administrativos	(24,202)	(7%)	(1,466)	(3%)	(6,774)	(3%)
Gastos de exploración	(637)	(0%)	(134)	0%	(1,049)	(1%)
Otros ingresos de operación	2,699	1%	1,240	3%	17,802	9%
Otros gastos de operación	(18,097)	(5%)	(135)	0%	(5,125)	(3%)
Recuperación de deterioro de propiedad, planta y equipos	-	-	-	-	5,290	3%
Utilidad de operación	**57,177**	17%	**2,254**	5%	**20,554**	10%
Ingresos por intereses	2,532	1%	239	1%	166	0%
Gastos por intereses	(15,746)	(5%)	(23)	0%	(18)	0%

	Sucesor		Predecesor			
	Por el periodo del 4 de abril de 2018 al 31 de diciembre de 2018		Por el periodo del 1 de enero de 2018 al 3 de abril de 2018		Por el año terminado el 31 de diciembre de 2017	
	(en miles de US$, salvo los datos por acción)	(% de ingresos)	(en miles de US$, salvo los datos por acción)	(% de ingresos)	(en miles de US$, salvo los datos por acción)	(% de ingresos)
Otros resultados financieros	(22,920)	(7%)	(1,159)	(3%)	(436)	0%
Resultados financieros, netos	**(36,134)**	(11%)	**(943)**	(2%)	**(288)**	**0%**
Utilidad antes de impuestos	**21,043**	(6%)	**1,311**	3%	**20,266**	10%
Impuesto a la utilidad corriente	(35,450)	(11%)	(4,615)	(10%)	(15,956)	(8%)
Impuestos sobre la renta diferidos	(11,975)	(4%)	(3,345)	(8%)	9,595	5%
Beneficio/(Gasto) por impuesto a la utilidad	(47,425)	(14%)	(7,960)	(18%)	(6,361)	(3%)
(Pérdida)/ utilidad del periodo/ejercicio	**(26,382)**	(8%)	**(6,649)**	(15%)	**13,905**	7%
Otros resultados integrales						
Otros resultados integrales que no serán reclasificadas a resultados en periodos posteriores						
—Pérdida por remediación relacionada con planes de beneficios definidos	(3,565)	(1%)	(89)	0%	(355)	0%
—Beneficio por impuesto a la utilidad	891	0%	22	0%	124	0%
Otros resultados integrales que no serán reclasificados a resultados en periodos posteriores	(2,674)	(1%)	(67)	0%	(231)	0%
Otros resultados integrales del periodo/ejercicio, netos de impuestos	**(2,674)**	(1%)	**(67)**	0%	**(231)**	0%
Total resultados integrales del periodo/ejercicio	**(29,056)**	(9%)	**(6,716)**	(15%)	**13,674**	7%
(Pérdida)/Ganancia por acción atribuible a los accionistas de la Compañía						
Acción básica—(en US$ por Acción)	(0.37)	N/A	(0.07)	N/A	0.14	N/A
Acción diluida—(en US$ por Acción)	(0.37)	N/A	(0.07)	N/A	0.14	N/A

Ingresos por contratos con clientes

A continuación, se proporciona información detallada sobre nuestros ingresos por contratos con clientes:

	Sucesor	Predecesor	Predecesor
	Periodo del 4 de abril de 2018 al 31 de diciembre de 2018	Periodo del lunes, 01 de enero de 2018 al martes, 03 de abril de 2018	Por el año terminado el 31 de diciembre del 2017
	(en miles de US$)		
Ingresos por ventas de petróleo crudo	260,079	31,501	146,635
Ingresos por ventas de gas natural	65,164	11,418	45,947
Ingresos por ventas de NGL	6,093	1,544	5,477
Ingresos por ventas de otros bienes y servicios	—	—	16
Ingresos por contratos con clientes	331,336	44,463	198,075

El total de ingresos por contratos con clientes fue de US$44.5 millones durante el Periodo Predecesor 2018 y de US$331.3 millones durante el Periodo Sucesor 2018. Lo que representó un aumento en comparación con los US$198.1 millones del Periodo Predecesor 2017. Este aumento fue impulsado principalmente por (i) la adquisición de APCO, que aportó US$54.5 millones de ingresos, y (ii) la adquisición de JDM-Medanito, que aportó US$130.0 millones de ingresos, en ambos casos durante el Periodo Sucesor 2018.

Los ingresos por ventas de petróleo crudo ascendieron a US$31.5 millones durante el Periodo Predecesor 2018 y a US$260.0 millones durante el Periodo Sucesor 2018 comparado con US$146.6 millones durante el Periodo Predecesor 2017, que fueron equivalentes al 70.8%, al 78.5% y al 74.0% de nuestro total de ingresos por contratos con clientes, respectivamente. Este aumento fue impulsado principalmente por (i) la adquisición de APCO, que aportó US$39.5 millones de ingresos de petróleo crudo, y (ii) la adquisición de JDM-Medanito, que aportó US$119.1 millones de ingresos de petróleo crudo, en cada caso durante el Periodo Sucesor 2018.

El volumen total de petróleo crudo vendido fue de 563.5 Mbbl durante el Periodo Predecesor 2018 y de 3,982 Mbbl durante el Periodo Sucesor 2018, en comparación con el año anterior de 2,599 Mbbl en el Año Predecesor 2017.

El precio promedio de venta de crudo realizado fue de US$65.3/bbl durante el Periodo Sucesor 2018, un aumento de 16.8% y 15.8% comparado con US$55.9/bbl durante el Periodo Predecesor 2018 y US$56.4/bbl durante el Año Predecesor 2017, respectivamente.

Los ingresos por ventas de gas natural ascendieron a US$11.4 millones durante el Periodo Predecesor 2018 y a US$65. 2 millones durante el Periodo Sucesor 2018, comparado con los US$45.9 millones durante el Periodo Predecesor 2017, que fueron equivalentes al 25.7%, al 19.5 y al 23.2% de nuestro total de ingresos por contratos con clientes, respectivamente. Este aumento fue impulsado principalmente por (i) la adquisición de APCO, que aportó US$13.6 millones de ingresos de gas natural y (ii) la adquisición de JDM-Medanito, que aportó US$10.9 millones de ingresos de gas natural, en cada caso durante el Periodo Sucesor 2018.

El volumen total de gas natural vendido fue de 479.5 Mboe durante el Periodo predecesor 2018 y de 2,444 Mboe durante el Periodo Sucesor 2018, comparado con 2,399 Mboe durante el Año predecesor 2017.

El precio promedio de venta de gas natural realizado fue de US$4.6/MMBtu durante el Periodo Sucesorio de 2018, un aumento de 12.2% y 39.4% en comparación con US$4.1/MMBtu durante el Periodo Predecesor de 2018 y US$3.3/MMBtu durante el Año Predecesor de 2017, respectivamente.

Los ingresos por ventas de NGL ascendieron a US$1.54 millones durante el Periodo Predecesor 2018 y a US$6.1 millones durante el Periodo Sucesor 2018, comparado con los US$5.5 millones durante el Periodo Predecesor 2017, que fueron equivalentes al 3.5%, al 1.8% y al 2.8% de nuestro total de ingresos por contratos con clientes, respectivamente. Este aumento fue impulsado principalmente por los ingresos de NGL impulsados por la adquisición de APCO, que ascendieron a US$1.3 millones.

Todos nuestros ingresos durante el Periodo Predecesor 2018 y el Periodo Sucesor 2018 y el Periodo Predecesor 2017 imputables a nuestras propiedades de petróleo y gas en Argentina.

Costo de ventas

	Periodo Sucesor 2018	Periodo Predecesor en 2018	Predecesora
	del 4 de abril de 2018 al 31 de diciembre de 2018	del 1 de enero de 2018 al 3 de abril de 2018	Por el año terminado el 31 de diciembre de 2018
	(en miles de US$)		
Fluctuación de inventario de petróleo crudo……	1,241	733	7,566
Costos de operación	86,245	18,367	77,461
Depreciación, agotamiento y amortización	74,772	14,194	61,211
Regalías.....	50,323	6,795	28,163
Costo de ventas.....	**212,581**	**38,623**	**174,401**

El costo de ventas ascendió a US$38.6 millones durante el Periodo Predecesor 2018 y a US$212.6 millones durante el Periodo Sucesor 2018 comparado con los US$174.4 millones durante el Periodo Predecesor 2017. El costo de ventas incluye la fluctuación del inventario de petróleo crudo, los gastos de operación, la depreciación, consumo y amortización, y las regalías. Este aumento fue impulsado principalmente por (i) la adquisición de APCO, que contribuyó con US$40.6 millones al costo de ventas, y (ii) la adquisición de JDM-Medanito, que contribuyó con US$53.9 millones al costo de ventas, el cual fue parcialmente compensado por una reducción en los gastos operativos por barril producido en el Periodo Sucesor 2018.

Los costos de operación ascendieron a US$18.4 millones durante el Periodo Predecesor 2018 y a US$86.2 millones durante el Periodo Sucesor 2018, comparado con los US$77.5 millones durante el Periodo Predecesor 2017, que fueron equivalentes al 47.6%, al 40.6% y al 44.4% de nuestro total de costo de ventas, respectivamente. Este aumento fue impulsado principalmente por (i) la adquisición de APCO, que aportó US$18.4 millones y (ii) la adquisición de JDM-Medanito, que aportó US$14.0 millones, en cada caso durante el Periodo Sucesor 2018, el cual fue parcialmente compensado por una reducción en los gastos operativos por barril producido en el Periodo Sucesor 2018.

Los costos de operación por barril producido disminuyeron de US$16.8/boe durante el Periodo Predecesor 2017 a 17.3US$/boe durante el Periodo Predecesor 2018 y 12.9.0 US$/boe en el Periodo Sucesor 2018. Esta disminución fue imputable principalmente a la renegociación de ciertos contratos clave, la optimización de los proveedores de servicios de operación y mantenimiento y la depreciación del Peso Argentino durante el Periodo Sucesor 2018.

La depreciación, agotamiento y amortización ascendió a US$14.2 millones durante el Periodo Predecesor 2018 y a US$74.8 millones durante el Periodo Sucesor 2018, comparado con los US$61.2 millones durante el Periodo Predecesor 2017, que fueron equivalentes al 36.8%, 35.38 y al 35.1% de nuestro total de costo de ventas, respectivamente. Este aumento fue impulsado principalmente por las adiciones a la propiedad de plantas y equipos durante el Periodo Sucesor 2018, relacionadas principalmente con las adquisiciones de APCO y JDM-Medanito.

Las regalías ascendieron a US$6.8 millones durante el Periodo Predecesor 2018 y a US$50.3 millones durante el Periodo Sucesor 2018, comparado con los US$28.2 millones durante el Periodo Predecesor 2017, que fueron equivalentes al 17.6%, 23.7% y al 16.1% de nuestro total de costo de ventas, respectivamente. Este aumento fue impulsado principalmente por un aumento en las ventas de petróleo y gas, principalmente relacionadas con las adquisiciones de APCO y JDM-Medanito durante el Periodo Sucesor 2018.

Utilidad bruta

La utilidad bruta ascendió a US$5.8 millones durante el Periodo Predecesor 2018 y a US$118.7 millones durante el Periodo Sucesor 2018, comparado con los US$23.7 millones durante el Periodo Predecesor 2017, que fueron equivalentes al 13.1%, al 35.8% y al 12.0% de nuestro total de ingresos por contratos con clientes, respectivamente. Este aumento fue impulsado principalmente por el aumento en los ingresos por contratos con clientes, mismo que fue parcialmente compensado por el aumento en el costo de ventas, como se explica en los párrafos anteriores.

Gastos de venta

Los gastos de venta ascendieron a US$3.1 millones durante el Periodo Predecesor 2018 y a US$21.3 millones durante el Periodo Sucesor 2018, comparado con los US$13.3 millones durante el Periodo Predecesor 2017, que fueron equivalentes al 7.0%, al 6.4% y al 6.7% de nuestros ingresos totales por contratos con clientes, respectivamente. Este aumento fue impulsado principalmente por los mayores gastos relacionados con las adquisiciones de APCO y JDM-Medanito durante el Periodo Sucesor 2018.

Gastos generales y de administración

Los gastos generales y de administración ascendieron a US$1.5 millones durante el Periodo Predecesor 2018 y a US$24.2 millones durante el Periodo Sucesor 2018 comparado con US$6.8 millones durante el Periodo Predecesor 2017, que fueron equivalentes al 3.3%, al 7.3% y al 3.4% de nuestro total de ingresos por contratos con clientes, respectivamente. Este aumento fue impulsado principalmente por (i) mayores gastos aportados por la adquisición de APCO durante el Periodo Sucesor 2018 y (ii) un aumento en los honorarios y compensaciones por servicios, salarios y cargas de seguridad social, beneficios a los empleados y gastos por pagos en acciones durante el Periodo Sucesor 2018.

Gastos de exploración

Los gastos de exploración disminuyeron a US$0.1 millones durante el Periodo Predecesor 2018 y a US$0.6 millones durante el Periodo Sucesor 2018, comparado con US$1.0 millones durante el Año Predecesor 2017. Esta disminución se debió principalmente a una disminución en la actividad de exploración durante el Periodo Sucesor 2018.

Otros ingresos operativos

Los otros ingresos operativos disminuyeron a US$1.2 millones durante el Periodo Predecesor 2018 y a US$2.7 millones durante el Periodo Sucesor 2018, comparado con US$17.8 millones durante el Periodo Predecesor 2017. Esta disminución se debió principalmente a la compensación recibida en 2017 por US$16.9 millones relacionados con el programa de inyección de gas excedente. Para más información, véase la Nota 2.6.2.1 de nuestros Estados Financieros.

Otros gastos operativos

Los otros gastos operativos ascendieron a US$0.1 millones durante el Periodo Predecesor 2018 y a US$18.0 millones durante el Periodo Sucesor 2018, comparado con US$5.1 millones durante el Periodo Predecesor 2017. Este aumento se debió principalmente a los gastos de reestructuración de US$12.0 millones y a costos transaccionales relacionadas con la Combinación Inicial de Negocios de US$2.4 millones, en cada caso, durante el Periodo Sucesor 2018.

Utilidad de operación

La utilidad de operación ascendió a US$2.2 millones durante el Periodo Predecesor 2018 y a US$57.2 millones durante el Periodo Sucesor 2018, comparado con US$20.6 millones durante el Año Predecesor de 2017, que fueron equivalentes al 5.1%, 17.3% y al 10.4% de nuestro total de ingresos por contratos con clientes, respectivamente. Este aumento se debió principalmente a las razones expuestas en los párrafos anteriores.

Ingresos por Intereses

Los intereses ganados ascendieron a US$0.2 millones durante el Periodo Predecesor 2018 y a US$2.5 millones durante el Periodo Sucesor 2018 comparado con US$0.2 millones durante el Periodo Predecesor 2017. Este aumento se debió principalmente a los US$2.1 millones de ingresos por intereses financieros devengados durante el Periodo Sucesor 2018 derivadores de inversiones a corto plazo en el Periodo Sucesor 2018.

Gastos por Intereses

Los intereses pagados ascendieron a US$0.1 millones durante el Periodo Predecesor 2018 y a US$15.7 millones durante el Periodo Sucesor 2018, mientras que durante el Periodo Predecesor 2017 los gastos por intereses han sido cercanos a cero. Este aumento fue impulsado principalmente por los US$15.6 millones de intereses pagados durante el Periodo Sucesor 2018 por el Crédito Puente, que fue liquidado en su totalidad en julio de 2018, y el Crédito Sindicado (para más información, véase la sección "*COMENTARIOS Y ANALISIS DE SOBRE LA SITUACIÓN FINANCIERA Y LOS RESULTADOS DE OPERACIÓN - Liquidez y fuentes de capital*").

Otros resultados financieros

Los otras pérdidas financieras ascendieron a pérdidas por US$1.2 millones durante el Periodo Predecesor 2018 y a pérdidas de US$22.3 millones durante el Periodo Sucesor 2018, comparado con una pérdida de US$0.4 millones de pérdida durante el Periodo Predecesor 2017. Este aumento se debió, principalmente, a (i) una pérdida de US$8.9 millones debida a cambios en el valor razonable de los Títulos Opcionales durante el Periodo Sucesor 2018, (ii) costos de liquidación anticipada de préstamos y otros costos de financiamiento de US$14.5 millones durante el Periodo Sucesor 2018 y (iii) descontando los flujos de efectivo futuros del activo relacionados con el programa de inyección de gas excedente de US$2.7 millones de pérdida durante el Periodo Sucesor 2018, principalmente relacionada al efecto de descontar los flujos de efectivo futuros del activo relacionados con el programa de inyección de gas excedente.

Utilidad (Pérdida) antes de impuestos

La pérdida antes del impuesto aumentó a US$1.3 millones para el Periodo predecesor 2018 y US$21.0 millones durante el Periodo Sucesor 2018, en comparación con la ganancia de US$20.3 millones para el Año predecesor 2017. Este aumento se debió principalmente a las razones expuestas en los párrafos anteriores.

Gasto por impuesto a la utilidad

Nuestro gasto por impuesto a la utilidad aumentó a US$8.0 millones durante el Periodo Predecesor 2018 y a US$47.4 millones durante el Periodo Sucesor 2018, comparado con US$6.4 millones durante el Periodo Predecesor 2017. Este aumento fue impulsado principalmente por (i) un aumento en el gasto por impuesto sobre la renta, de US$16.1 millones en el Periodo Predecesor 2017, a US$4.2 millones en el Periodo Predecesor 2018 y US$35.5 millones durante el Periodo Sucesor 2018 y (ii) un aumento en el gasto por impuesto sobre la renta diferido, de una ganancia de US$9.6 millones en el Periodo Predecesor 2017, a una pérdida de US$3.3 millones en el Periodo Predecesor de 2018 y una pérdida de US$12.0 millones durante el Periodo Sucesor de 2018, siendo ambos incrementos derivados principalmente de la utilidad gravable adicional generada por las adquisiciones de APCO y JDM-Medanito y la devaluación del Peso Argentino, principalmente durante el segundo y tercer trimestres de 2018, la cual derivó en mayores cargos por impuesto sobre la renta diferido, principalmente en relación con nuestros activos, plantas y equipo como consecuencia de un aumento de la diferencia temporaria entre la base imponible y el valor contable de dichos activos no monetarios. Este efecto se debe a la base imponible de la Compañía, la cual se determina en una moneda (Peso Argentino) diferente a nuestra moneda funcional (Dólar) y, consecuentemente, las fluctuaciones en el intercambio entre estas dos monedas dan lugar a diferencias temporales bajo NIIF. Por favor, véase la sección "*COMENTATRIOS Y ANÁLISIS DE LA ADMINISTRACIÓN SOBRE LA SITUACIÓN FINANCIERA Y LOS RESULTADOS DE OPERACIÓN- Factores que afectan nuestros resultados de operación – Impuestos sobre la renta diferidos".*

(Pérdida) utilidad neta del periodo/ejercicio

La (pérdida) / utilidad neta del periodo/ejercicio fue de US$6.6 millones durante el Periodo Predecesor 2018 y una pérdida de US$26.4 millones durante el Periodo Sucesor 2018, comparada con una utilidad neta de US$13.9 millones durante el Año Predecesor 2017. Esta disminución se debió principalmente a las razones expuestas en los párrafos anteriores.

Liquidez y fuentes de capital

Nuestra situación financiera y nuestra liquidez están y seguirán estando influenciadas por diversos factores, incluyendo:

- los cambios en los precios del petróleo, el gas natural y el NGL, así como nuestra capacidad para generar flujos de caja a través de nuestras operaciones;
- nuestros requerimientos de inversión; y
- nuestro nivel de deuda insoluta y los intereses que estamos obligados a pagar sobre dicha deuda.

Desde nuestra constitución el 22 de marzo de 2017 hemos recaudado US$650 millones a través de ofertas públicas de acciones, US$95 millones a través de ofertas privadas de acciones y US$300 millones mediante la contratación de créditos conforme a lo descrito más adelante. Estos recursos, netos de los derechos de amortización según lo descrito más adelante, han sido utilizados para financiar la Combinación Inicial de Negocios y nuestro programa de gastos de capital, así como para incrementar nuestra liquidez.

El 15 de agosto de 2017 concluimos nuestra oferta pública inicial global por un monto de US$650 millones mediante la colocación de 65 millones de Acciones Serie A y 65 millones de Títulos Opcionales, generando ganancias netas, después de gastos de la oferta, por US$640 millones. Las Acciones Serie A y los Títulos Opcionales emitidos para nuestra oferta global se encuentran listados en la BMV.

Tres Títulos Opcionales dan derecho a su titular a comprar una Acción Serie A un precio de US$11.50 por Acción Serie A. Los Títulos Opcionales vencen el 4 de abril de 2023 o antes si, después de su ejercicio, el precio de cierre de las Acciones Serie A para cualquier día de negociación durante 20 días dentro de un periodo de 30 días de negociación es igual o superior al equivalente en Pesos mexicanos de US$18.00 y decretamos la terminación anticipada del periodo de ejercicio de los mismos. En el caso de que decretemos la terminación anticipada en dichos términos, tendremos derecho a declarar que el ejercicio de los Títulos Opcionales pueda realizarse mediante un ejercicio sin pago en efectivo. Véase la sección "*DESCRIPCIÓN DE LAS ACCIONES SERIE A Y DE NUESTROS ESTATUTOS — Títulos opcionales*" de este prospecto.

En forma simultánea a nuestra oferta pública inicial global, a través de una colocación privada Vista Sponsor Holdings, L.P. y el Equipo de Administración (excluyendo a Gastón Remy) adquirieron un total de 29,680,000 Títulos Opcionales del Promotor, los cuales nos generaron recursos brutos por US$14,840,000. Los Títulos Opcionales del Promotor son idénticos a los Títulos Opcionales. Sin embargo, los Títulos Opcionales del Promotor serán ejercibles ya sea con o sin pago en efectivo a discreción de Vista Sponsor Holdings, L.P. y el Equipo de Administración o sus cesionarios permitidos. Véase la sección "*DESCRIPCIÓN DE LAS ACCIONES SERIE A Y DE NUESTROS ESTATUTOS — Títulos opcionales*" de este prospecto.

El 15 de agosto de 2017 celebramos el Contrato de Suscripción Futura de Valores en virtud del cual RVCP se obligó a comprar un total de hasta 5,000,000 de Acciones Serie A (las "Acciones de Suscripción Futura") y hasta 5,000,000 de Títulos Opcionales (los "Títulos Opcionales de Suscripción Futura") por un precio de compra total de US$50 millones (o US$10 por unidad).

Asimismo, el 12 de septiembre de 2018 celebramos un convenio de suscripción con Kensington, el único *limited partner* de RVCP, para la suscripción de Acciones de Suscripción Futura y Títulos Opcionales de Suscripción Futura a ser adquiridos por RVC o sus cesionarios permitidos de conformidad con el Contrato de Suscripción Futura de Valores. El 12 de febrero de 2019, completamos la venta a Kensington de las Acciones de Suscripción Futura y de los Títulos Opcionales de Suscripción Futura por un monto de US$50,000,000, de conformidad con el Contrato de Suscripción Futura de Valores, y,

adicionalmente, 500,000 Acciones Serie A por un monto de US$5,000,000 millones, de conformidad con cierto compromiso de suscripción entre Vista y Kensington. Los Títulos Opcionales de Suscripción Futura están sujetos a los mismos términos que los Títulos Opcionales del Promotor. Véase "*DESCRIPCIÓN DE LAS ACCIONES SERIE A Y DE NUESTROS ESTATUTOS—Títulos opcionales*" de este prospecto.

A la fecha de este prospecto tenemos 33,222,667 Acciones Serie A en tesorería para su liberación en caso de ejercicio de cualesquiera Títulos Opcionales, Títulos Opcionales del Promotor o Títulos Opcionales de Suscripción Futura, según el caso.

El 28 de julio de 2017 nuestros accionistas adoptaron por consentimiento unánime la resolución de reducir una parte de nuestro capital social. Como resultado de dicha resolución, amortizamos en efectivo y cancelamos las Acciones Serie A representativas de una porción de la cantidad que se autorizó reducir.

El 4 de abril de 2018, fecha en la que consumamos la Combinación Inicial de Negocios:

- Celebramos un contrato de crédito (el "Crédito Puente") con Citibank, N.A., Credit Suisse AG, Sucursal Gran Caimán, y Morgan Stanley Senior Funding, Inc., por un monto principal total de US$260.0 millones, con vencimiento el 11 de febrero de 2019 y pagos de intereses a una tasa variable de entre el 3.25% y el 5%. El Crédito Puente se liquidó anticipadamente total o aproximadamente el 19 de julio de 2018 con los recursos provenientes del Crédito Sindicado.

- Los Accionistas de aproximadamente el 31.29% de las Acciones Serie A ejercieron sus derechos de amortización, como resultado de lo cual amortizamos 20,340,685 Acciones Serie A por un monto total de US$204.6 millones. Las Acciones Serie A restantes fueron capitalizadas a un precio de US$442.5 millones, neto de los gastos de oferta diferidos pagados a los intermediarios colocadores que participaron en nuestra oferta pública inicial global.

- Recibimos una aportación de capital por US$95,000,000 mediante la suscripción y pago de 9,500,000 Acciones Serie A a través de una colocación privada.

Creemos que, nuestro capital de trabajo es suficiente para satisfacer nuestras necesidades actuales.

Deuda

Al 31 de marzo del 2019 teníamos deuda insoluta por un total de US$335.2 millones.

El 19 de julio de 2018 Vista Argentina como acreditada, Vista, Vista Holding I, APCO Argentina y APCO International como garantes, y un sindicato de bancos, celebraron un contrato de crédito sindicado por un monto principal total de US$300 millones (el "Crédito Sindicado").

El Crédito Sindicado consiste en (i) un tramo a cinco años que devenga intereses a tasa fija y (ii) un tramo que devenga intereses a tasa variable. El 19 de julio de 2018 Vista Argentina solicitó un desembolso por US$300 millones al amparo del Crédito Sindicado. Los recursos derivados de los créditos se utilizaron para (i) liquidar íntegramente todos los préstamos bancarios, obligaciones, intereses, comisiones, costos y gastos insolutos relacionados con el contrato de Crédito Puente por US$260 millones celebrado el 4 de abril de 2018 entre Vista como acreditada, Vista Argentina, Vista Holding I, APCO Argentina, APCO International y Vista Holding II como garantes, y un sindicato bancario; (ii) fines corporativos de carácter general; y (iii) pagar las comisiones, costos y gastos relacionados con la transacción. Vista utilizó los recursos derivados del Crédito Puente para financiar una porción de la Combinación Inicial de Negocios.

El Crédito Sindicado es una línea de crédito sin garantía real que está sujeta al pago de amortizaciones semestrales a partir del vencimiento para el periodo de 18 meses siguiente a la fecha de desembolso. El 22 de octubre de 2018 Vista Holding II se adhirió al Crédito Sindicado como garante; y el 31 de octubre de 2018 APCO Oil & Gas S.A.U., en su carácter de Compañía Sucesora de APCO International, asumió las obligaciones de esta última bajo la Garantía. Véase la sección "*RESUMEN EJECUTIVO - Reestructuración Argentina*". De conformidad con los términos de la Vista puede ser requerido de tiempo en tiempo para agregar subsidiarias materiales adicionales de Vista como Garantes bajo el Contrato de Crédito Sindicado. Cualquiera de estos Garantes está sujeto a los covenants afirmativos y negativos y otras restricciones aplicables a las partes del préstamo bajo el Crédito Sindicado. Ver "-Factores de Riesgo- Nuestras obligaciones de deuda incluyen restricciones operativas y financieras, las cuales pueden impedirnos perseguir ciertas oportunidades de negocio y tomar ciertas acciones". A la fecha del presente prospecto, no existe ningún incumplimiento o evento de incumplimiento pendiente bajo el Crédito Sindicado.

El 10 de junio de 2019, Vista Argentina, nosotros, Vista Holding I, APCO Argentina, APCO International y Vista Holding II celebramos un convenio modificatorio (el "Primer Modificatorio") al Contrato de Crédito Sindicado con ciertos acreditantes que constituyen los acreditantes necesarios bajo el Crédito Sindicado y con Itau Unibanco S.A., Nassau Branch, como agente administrativo. Entre otras cosas, el Primer Modificatorio nos brinda a nosotros, a los demás Garantes y a Vista Argentina flexibilidad adicional para realizar ciertas inversiones en otros prestatarios y en terceros (sujeto a ciertos límites) y proporciona a Vista Holding I una flexibilidad adicional durante el período de dieciocho meses (que termina el 19 de enero de 2020) después de la fecha del Contrato de Préstamo Sindicado para asegurarse de que dividendos y distribuciones a Vista y otras personas (sujeto a ciertos límites).

El 14 de marzo de 2019, Vista Argentina celebró un contrato de préstamo con Banco Macro S.A. por un monto de US$15,000,000 por plazo de 180 días devengando intereses a una tasa anual de 6.75%. Además, en la misma fecha, Vista Argentina celebró un contrato de préstamo con Banco Itau Argentina S.A. por un monto de US$10,000,000 a un plazo de 210 días, devengando intereses a una tasa anual del 6.50%. Por último, el 29 de marzo de 2019, Vista Argentina suscribió tres contratos de préstamo con el Banco de la Ciudad de Buenos Aires por un monto de US$1,500,000, US$1,500,000 y US$7,000,000, respectivamente. El plazo para los dos primeros préstamos fue de 180 días y la tasa de interés anual fue del 8% y 0%, respectivamente. El plazo para este último es de 360 días y devenga intereses a una tasa de interés anual del 7%.

El 13 de mayo de 2019, Vista Argentina celebró un contrato de crédito con BBVA Banco Francés S.A. por un monto de US$10,000,000 a un plazo de 85 días, devengando intereses a una tasa anual del 4.1%. El 14 de mayo de 2019, Vista Argentina celebró un contrato de crédito con Banco Macro S.A. por un monto de US$15,000,000 a un plazo de 60 días, devengando intereses a una tasa anual del 5.5%.

Actualmente estamos negociando con OPIC, la agencia gubernamental de los Estados Unidos de América, con el objetivo de asegurar financiamiento para nuestro plan de desarrollo en nuestro bloque Bajada del Palo Oeste. Si bien el proceso para obtener dicho financiamiento se ha iniciado, no tenemos ninguna seguridad de que OPIC aprobará y otorgará dicho financiamiento.

El 7 de mayo de 2019 los accionistas de Vista Argentina aprobaron la creación de un programa para la emisión de deuda simple no convertible, subordinada o no subordinada, garantizada o no garantizada, de corto, mediano o largo plazo, hasta por un monto de principal de US$800,000,000 o su equivalente en otras monedas (en adelante el "Programa de Deuda"). El Progama de Deuda ha sido aprobado por la Comisión Nacional de Valores ("CNV"). Con la aprobación de dicho Programa de Deuda, Vista Argentina podrá ofrecer públicamente y emitir títulos de deuda en Argentina.

Obligaciones contractuales

La siguiente tabla contiene información acerca de nuestros créditos relevantes o contingencias y su prelación en el pago, incluyendo aquellos créditos o adeudos de tipo fiscal al 31 de diciembre de 2018:

	Menos de 1 año	1 a 3 años	3 a 5 años	Más de 5 años	Total
	(en miles de US$)				
Crédito sindicado[1]	22,848	161,204	197,163	—	381,215
Obligaciones por arrendamientos operativos[2]	8,973	9,195	363		18,531
Compromisos de inversión[3]	66,793	135,907	—	—	202,700
Pasivos por planes de pensiones para empleados[4]	743	1,636	1,583	3,869	7,831
Total[5]	**99,357**	**307,942**	**199,109**	**3,869**	**610,277**

(1) Representa el principal y los intereses que aún no se devengan que serán pagaderos durante la vigencia del Crédito Sindicado.
(2) Representa a los pagos mínimos de renta bajo los arrendamientos operativos no cancelables descritos en la nota 29.4 a nuestros Estados Financieros.
(3) Compromisos de inversión estimados con las autoridades de conformidad con las concesiones y las operaciones conjuntas según lo descrito en la nota 29.4 a nuestros Estados Financieros.
(4) Monto estimado de los pagos por concepto de beneficios que prevemos que tendremos que cubrir en los próximos diez años. Las cifras incluidas en la tabla representan los flujos de caja no descontados y, por tanto, no se reconcilian con las obligaciones reportadas al final del año. Véase la nota 22 a nuestros Estados Financieros.
(5) Esta tabla no incluye las concesiones, servidumbres y el canon por explotación pagadero a las provincias.

Desde el 31 de diciembre de 2018, no ha habido cambios significativos en nuestros compromisos bajo contratos financieros y comerciales, excepto ciertos préstamos a corto plazo suscritos por Vista Argentina en marzo y mayo de 2019, por un monto principal agregado de US$60 millones. La emisora se encuentra al corriente en el pago del capital e intereses de los citados créditos.

Operaciones no reflejadas en el balance general

No hemos celebrado ninguna operación que no esté reflejada en nuestro balance general.

Gastos de capital

El monto y la asignación de futuros gastos de capital dependerán de una serie de factores, incluyendo nuestros flujos de efectivo de actividades operativas, de inversión y de financiamiento y nuestra capacidad para ejecutar nuestro programa de perforación. Revisamos periódicamente nuestro presupuesto de gastos de capital para evaluar los cambios en los flujos de efectivo actuales y proyectados, los requerimientos de deuda y otros factores. Si no podemos obtener fondos cuando sea necesario o en términos aceptables, es posible que no podamos financiar los gastos de capital necesarios para mantener nuestra producción o reservas probadas.

Debido a que operamos un alto porcentaje de nuestro acreage, los montos de gastos de capital (además de nuestros gastos de capital comprometidos bajo nuestras concesiones) y el tiempo son en gran medida discrecionales y están dentro de nuestro control. Determinamos nuestros gastos de capital en función de una variedad de factores, incluyendo, pero no limitado a, compromisos existentes en virtud de las concesiones, el éxito de nuestras actividades de perforación, precios prevalecientes y anticipados para el petróleo y el gas natural, la disponibilidad del equipo, la infraestructura y el capital necesarios, la recepción y el calendario de los permisos reglamentarios necesarios, y aprobaciones, condiciones estacionales, costos de perforación y adquisición y el nivel de participación de otros propietarios con intereses de trabajo. Un aplazamiento de los gastos de capital previstos, en particular con respecto a la perforación y terminación de nuevos pozos, podría dar lugar a una reducción en la producción prevista y en los flujos de caja. Además, es posible que se nos pida que cancelemos parte de nuestras reservas actualmente contabilizadas como reservas no desarrolladas probadas, si tal aplazamiento de los gastos de capital planificados implica que estaremos incapaces de desarrollar tales reservas en un plazo de cinco años a partir de su reserva inicial.

Tenemos la intención de financiar nuestros gastos de capital con efectivo generado por nuestras operaciones, efectivo en caja y financiamiento de deuda y capital, incluyendo el producto de la Oferta. Durante el periodo de nueve meses terminado el 31 de diciembre de 2018, realizamos inversiones por un total de US$123.7 millones. Durante el periodo de tres meses terminado el 31 de marzo de 2018, realizamos inversiones por un total de US$6.3 millones (información correspondiente a todos los activos adquiridos en la Combinación Inicial de Negocios).

El total de gastos de capital presupuestados para el año 2019 asciende a US$300.0 millones (incluyendo tanto nuestros compromisos bajo las concesiones en Argentina como nuestros gastos de capital adicionales presupuestados, como se describe a continuación).

Como parte de los compromisos que rigen en algunos de los contratos de concesión relacionados con nuestros bloques de petróleo y gas en Argentina, nos hemos comprometido a realizar inversiones de capital para la perforación y terminación de pozos, realizar de e invertir en las instalaciones. Hemos estimado el monto de los gastos de capital necesarios para cumplir con nuestros compromisos bajo dichas concesiones basándonos en los costos históricos de perforación y terminación de pozos, realización de obras de acondicionamiento de pozos e inversión en instalaciones. De acuerdo con nuestras mejores estimaciones, estimamos que nuestros gastos de capital requeridos para cumplir con nuestros compromisos bajo las concesiones serán de aproximadamente US$202.7 millones desde el 31 de diciembre de 2018 hasta el 31 de diciembre de 2022. En particular, bajo los compromisos existentes esperamos realizar inversiones de capital de US$92.4 millones en 2019 (de los cuales US$25.6 millones corresponden a compromisos bajo nuestra concesión Bajada del Palo Oeste para 2020 que esperamos desembolsar durante 2019), US$54.5 millones en 2020, US$50.8 millones en 2021 y US$5.0 millones en 2022. Al 31 de marzo de 2019, se habían desembolsado US$71.4 millones para nuestras inversiones de capital esperadas para 2019. Para mayor información sobre estos compromisos de inversión, véase la Nota 29.4 de nuestros Estados Financieros.

También nos hemos comprometido a realizar inversiones de capital en nuestros tres bloques ubicados en México una vez que los planes exploratorios sean aprobados por CNH. Hemos estimado que tendremos que realizar inversiones de capital a nuestra participación por un monto estimado de US$43.3 millones. Los compromisos de capital en los bloques mexicanos deben ser completados en 24 meses desde la aprobación de los planes de exploración por parte de CNH. El plan de exploración CS-01 fue aprobado por CNH el 19 de febrero de 2019, el plan de exploración TM-01 fue aprobado por CNH el 11 de febrero de 2019, y el plan de exploración A-10 fue presentado a CNH el 30 de agosto de 2018 y su aprobación aún está pendiente.

Además de nuestros compromisos bajo las concesiones, nuestro presupuesto para el año 2019 (propuesto por nuestro Equipo de Administración y aprobado por nuestro Consejo de Administración) incluye gastos de capital adicionales por un monto de US$207.6 millones.

El total de nuestras inversiones en bienes de capital en 2018 (incluyendo información para el periodo de tres meses terminado el 31 de marzo de 2018 correspondiente a todos los activos adquiridos en la Combinación Inicial de Negocios) ascendió a US$130.0 millones (9.1% inferior al Capex proyectado para 2018 de US$143.0 millones), en comparación con los US$300.0 millones presupuestados para gastos de capital para el año 2019 (incluyendo tanto nuestros compromisos bajo las concesiones en Argentina como nuestros gastos de capital adicionales presupuestados). El aumento de US$170.0 millones se explica principalmente por los gastos de capital adicionales proyectados en nuestra actividad de *shale* en Vaca Muerta, incluyendo el desarrollo de nuestra área de *shale* en relación con (x) el bloque Bajada del Palo Oeste, donde planeamos perforar pozos horizontales, y (y) los bloques Águila Mora y Bajada del Palo Este, que esperamos delinear y posteriormente iniciar su desarrollo. Durante 2019, esperamos perforar un total de 34 pozos operados, incluyendo 16 pozos que serán perforados y conectados en nuestros activos convencionales y 18 pozos en nuestro proyecto Bajada del Palo Oeste en Vaca Muerta (12 de los cuales estarán vinculados este año).

Flujos de efectivo

La siguiente tabla muestra nuestros flujos de caja por los periodos indicados[(1) (2)]:

	Periodo Sucesor	Periodo Predecesor	Periodo Sucesor		Predecesor
	por el periodo de tres meses terminado el 31 de marzo de 2019	por el periodo de tres meses terminado el 31 de marzo de 2018	del 4 de abril al 31 de diciembre de 2018	del 1 de enero al 3 de abril del 2018	Por el año terminado el 31 de diciembre de 2017
	(en miles de US$)				
Flujos de efectivo generados (aplicados) en Actividades operativas	19,985	22,279	125,522	22,279	45,867
Actividades de inversión	(92,565)	(8,943)	(857,250)	(8,943)	(46,570)
Actividades de financiamiento	78,582	-	141,544	-	(6,733)
(Disminución) aumento neto del efectivo y equivalentes de efectivo	**6,002**	**13,335**	**(590,184)**	**13,335**	**(7,436)**

(1) Flujos de caja generados por las actividades operativas LTM: US$145.5 millones.
(2) Flujos de caja destinados a actividades de inversión LTM: US$209.0 millones (sólo considerando flujos de caja destinados a inversiones en propiedades, plantas y equipo. Principales inversiones de capital: 7 pozos no convencionales perforados en Bajada de Palo Oeste, 4 pozos no convencionales completados y conectados en Baja de Palo Oeste, 34 pozos convencionales perforados, instalaciones (principalmente en Bajada de Palo Oeste)).

Flujos de caja generados por las actividades operativas

Por el periodo de tres meses terminado el 31 de marzo de 2019, el efectivo neto generado por las actividades operativas fue de US$20 millones, principalmente debido a los efectos no en efectivo como la depreciación y amortización de US$24.2 millones, títulos opcionales de US$16.0 millones, parcialmente compensado por cambios en el capital de trabajo, liderado por un incremento en el comercio y otras cuentas por cobrar de US$8.9 millones y una disminución en la cuenta por pagar de US$6.6 millones.

El efectivo neto generado por nuestras actividades operativas durante el Periodo Predecesor 2018 ascendió a US$22.3 millones, principalmente como resultado de la pérdida de US$6.6 millones reportada por el periodo, ajustada para reflejar las partidas que no generaron un flujo de caja por US$20.8 millones (relacionadas principalmente con cargos por depreciación, diferencias cambiarias

netas e impuesto sobre la renta acumulado), la cual quedó compensada parcialmente por las disminuciones de US$1.0 millones en las cuentas por pagar y otras cuentas por pagar, US$2.3 millones en los inventarios y USS$9.7 millones en las cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar, así como por el pago de impuestos sobre la renta por US$0.99 millones.

El efectivo neto generado por nuestras actividades de operación durante el Periodo Sucesor 2018 ascendió a US$125.5 millones, principalmente como resultado de la pérdida neta de US$26.4 millones reportada por el periodo, ajustada para reflejar las partidas no consistentes en efectivo por US$165.2 millones (relacionadas principalmente con cargos por depreciación, diferencias cambiarias netas e impuesto sobre la renta acumulado), así como de un aumento de US$32.9 millones en las cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar, un aumento de US$33.7 millones en las cuentas por pagar y otras obligaciones de pago, una disminución de US$11.0 millones en los inventarios, y el pago de impuestos sobre la renta por US$16.6 millones.

Para el año terminado el 31 de diciembre de 2017, el efectivo neto provisto por las actividades operativas fue de US$45.9 millones, debido principalmente a la utilidad del ejercicio que ascendió a US$13.9 millones, ajustada por partidas no consideradas efectivo tales como depreciación y agotamiento por US$62.5 millones, reversiones de pérdidas por deterioro de valor de bienes, planta y equipos por US$5.3 millones y una disminución de inventarios de US$8.2 millones.

Flujos de caja utilizados en actividades de inversión

Por el periodo de tres meses terminado el 31 de marzo de 2019, los flujos de caja netos usados en actividades de inversión fueron US$92.6 millones, principalmente atribuibles a pagos de adquisiciones de propiedades, plantas y equipo.

Los flujos de caja utilizados en actividades de inversión durante el Periodo Predecesor 2018 ascendieron a US$8.9 millones, siendo principalmente atribuibles a los pagos relacionados con la adquisición de propiedades, plantas y equipo por US$12.5 millones y otros activos financieros por US$8.2 millones, los cuales quedaron compensados parcialmente por los recursos derivados de la venta de otros activos, que ascendieron a US$11.4 millones.

Para el Periodo Sucesor 2018, el efectivo utilizado en actividades de inversión fue de US$857.2 millones, resultado principalmente de la salida neta de efectivo utilizada para financiar las adquisiciones por US$725.2 millones, más gastos de capital adicionales por US$117.8 millones, y otros activos intangibles de US$31.5 millones parcialmente compensados por el producto de la venta de otros activos financieros por US$16.7 millones.

Para el año terminado el 31 de diciembre de 2017, el efectivo neto utilizado en actividades de inversión fue de US$46.6 millones, principalmente atribuible a pagos por adquisición de bienes, planta y equipo por US$31.4 millones y adquisición de otros activos financieros por US$20.8 millones.

Flujos de caja generados por (utilizados en) las actividades de financiamiento

Durante el periodo de tres meses terminado el 31 de marzo de 2019 los flujos de caja generados por las actividades de financiamiento fueron US$78.6 millones, principalmente generados por la contribución de capital de US$55.0 millones para las Acciones Serie A y el producto de préstamos de US$35.0 millones los cuales quedaron contrarrestados parcialmente por el pago de intereses de préstamos de US$10.8 millones.

Durante el Periodo Predecesor 2018 no se generaron flujos de caja a través de actividades de financiamiento.

Durante el Periodo Sucesor 2018 los flujos de caja generados por las actividades de financiamiento ascendieron a US$141.5 millones y estuvieron representados principalmente por los recursos derivados de créditos y dinero obtenido en préstamo por US$560.0 millones, incluyendo los recursos derivados del Crédito Sindicado y los recursos derivados de la inversión privada por US$95.0

millones, los cuales quedaron contrarrestados parcialmente por el pago de US$204.6 millones efectuado con motivo de la amortización de Acciones Serie A (neto de los gastos de oferta) y el pago de US$260.0 millones para liquidar el monto principal insoluto del Crédito Puente.

Los flujos de caja utilizados en actividades de inversión durante el año terminado el 31 de diciembre de 2017 ascendieron a US$6.7 millones imputables al pago de dividendos.

Revelaciones cuantitativas y cualitativas con respecto a los riesgos de mercado

Nuestras actividades están expuestas a riesgos de mercado, incluyendo el riesgo del tipo de cambio, el riesgo de las tasas de interés y el riesgo de los precios de los insumos. Los riesgos financieros son aquellos que se derivan de los instrumentos financieros a los que estamos expuestos durante o al cierre de cada ejercicio fiscal. Los sistemas y políticas de gestión del riesgo se revisan de manera regular para reflejar los cambios en las condiciones del mercado y en nuestras actividades, sin concentrarnos en los riesgos individuales de las operaciones de nuestras unidades de negocios sino utilizando una perspectiva más amplia enfocada en el monitoreo de los riesgos que afectan a toda nuestra cartera. El control de la gestión de los riesgos financieros está a cargo de nuestro Director de Operaciones, quien es responsable de identificarlos, evaluarlos y cubrirlos. El objetivo de nuestra estrategia de gestión del riesgo consiste en lograr un equilibrio entre nuestros objetivos de rentabilidad y nuestros niveles de exposición al riesgo. El riesgo del tipo de cambio surge como resultado de la volatilidad en los mercados cambiarios, la cual afecta el efectivo, los equivalentes de efectivo, los derechos de suscripción y de otro tipo, y las cuentas por pagar a personas relacionadas.

Para mayor información acerca de nuestros riesgos de mercado, véase la nota 17.6.1.1 a nuestros Estados Financieros, incorporado por referencia a este prospecto.

Políticas contables críticas

Las políticas contables críticas son aquellas que tienen una mayor importancia para mostrar nuestra situación financiera, resultados de operación y flujos de caja, exigiendo que la administración haga juicios, supuestos y estimaciones difíciles, subjetivas o complejas acerca de cuestiones que por su propia naturaleza son inciertas, o que involucran juicios, supuestos y estimaciones son de carácter significativo. Nuestra administración basa sus estimaciones en la experiencia histórica y en otras supuestos que considera razonables dada la información que tiene a su disposición a la fecha en que formula sus juicios, supuestos y estimaciones. Nuestras consideraciones, supuestos y estimaciones se evalúan continuamente. Nuestros resultados reales podrían diferir de los juicios, supuestos y estimaciones formuladas por nuestra administración. En la medida en que existan diferencias significativas entre estas consideraciones, supuestos y estimaciones (por una parte) y nuestros resultados reales (por otra parte), la presentación de nuestros estados financieros, situación financiera, resultados de operación y flujos de caja futuros podría verse afectada.

A continuación, se explican las consideraciones relevantes —además de los relativos a las estimaciones, que se describen más adelante— formulados por nuestra administración durante el proceso de aplicación de las políticas del grupo y de la Compañía Predecesora y que han tenido el efecto más significativo en las cifras reconocidas en nuestros Estados Financieros.

Consideraciones relevantes

Contingencias

Dentro del curso habitual de nuestras operaciones nos vemos involucrados en diversas reclamaciones, juicios y otros procedimientos legales. Los pasivos relacionados con tales reclamaciones, juicios y otros procedimientos legales no pueden estimarse con certeza. Periódicamente revisamos el estado que guarda cada contingencia, evaluamos nuestros posibles pasivos financieros aplicando los criterios descritos en la nota 21 a nuestros Estados Financieros y los estimamos principalmente con la asistencia de asesores jurídicos con base en la información que se encuentra a disposición de nuestro

Equipo de Administración a la fecha de los estados financieros correspondientes, tomando en consideración nuestras estrategias de litigio y solución de conflictos.

Las contingencias incluyen reclamaciones o juicios pendientes de resolución relacionados con posibles daños causados a terceros dentro del curso habitual de nuestras operaciones, así como reclamaciones de terceros derivadas de conflictos concernientes a la interpretación de las leyes.

Evaluamos la posibilidad de que incurramos en gastos adicionales que estén relacionados directamente con la solución definitiva de cada contingencia; y cuando dichos gastos pueden estimarse razonablemente, los incluimos en nuestra provisión.

Remediación ambiental

Los costos incurridos para limitar, neutralizar o prevenir la contaminación ambiental únicamente se capitalizan cuando se cumple al menos una de las siguientes condiciones: (a) los costos están relacionados con mejoras en la seguridad, (b) se ha prevenido o limitado el riesgo de contaminación ambiental, o (c) los costos se incurrieron para preparar activos para su venta y el valor en libros de dichos activos (que toma en consideración estos costos) no supera sus respectivos valores de recuperación.

Reconocemos pasivos por concepto de costos de remediación futuros cuando las evaluaciones ambientales indican que es probable que surjan tales pasivos y cuando los costos pueden estimarse razonablemente. En términos generales, el reconocimiento efectivo de estas provisiones y el importe de las mismas se basa en nuestro compromiso de implementar un plan de acción, que puede consistir en un plan de remediación aprobado o en la venta o enajenación de un activo. La provisión se reconoce con base en la presunción de que en el futuro tendremos que asumir un compromiso de remediación.

Los pasivos se miden con base en nuestra mejor estimación del valor presente de los costos futuros, utilizando la tecnología que se encuentra disponible en ese momento y aplicando tanto las leyes y reglamentos en materia ambiental vigentes como nuestras propias políticas ambientales internas.

Combinaciones de negocios

El método de compra involucra la medición del valor razonable de los activos identificables adquiridos y los pasivos asumidos con motivo de una combinación de negocios, a la fecha de la adquisición.

El valor razonable de los activos identificables se determina utilizando el enfoque de valuación que consideramos más adecuado para cada tipo de activo. Los enfoques de valuación incluyen (i) el enfoque en los ingresos, a través de los flujos de caja indirectos (valor presente neto de los flujos de caja futuros esperados), o a través del método del excedente de ingresos de múltiples periodos; (ii) el enfoque en el costo (valor de reemplazo del bien, ajustado para reflejar la pérdida por deterioro físico o funcional y la obsolescencia económica); y (iii) el enfoque en el mercado, a través del método de transacciones comparables.

Además, al determinar el valor razonable de los pasivos asumidos nuestro Equipo de Administración toma en consideración la probabilidad de que cada contingencia involucre flujos de caja salientes; y elabora las estimaciones con la ayuda de asesores jurídicos con base en la información disponible y tomando en consideración la estrategia de litigios y solución de conflictos.

La selección del método que se utilizará y la estimación de los flujos de caja futuros involucran juicios críticos por parte de la administración. Los flujos de caja y valores reales podrían diferir en forma significativa de los flujos de caja futuros esperados y de los valores obtenidos a través de las técnicas de valuación antes mencionadas.

Acuerdos conjuntos

Para determinar en qué casos tenemos poder de control conjunto sobre una inversión es necesario que formulemos consideraciones que nos obligan a evaluar las actividades relevantes y las decisiones relativas a dichas actividades que deben tomarse con consentimiento unánime. Hemos determinado que las actividades relevantes de nuestras inversiones conjuntas son aquellas que están relacionadas con las decisiones en materia operativa y de capital de dichas inversiones, incluyendo la aprobación de sus programas de trabajo y presupuestos anuales de gastos de capital y gastos operativos, así como la aprobación de los proveedores de servicios seleccionados para gastos de capital significativos conforme a lo exigido por los convenios de operación conjunta aplicables a nuestros acuerdos con inversiones conjuntas. Las consideraciones que tomamos para determinar si tenemos poder de control conjunto son similares a las que utilizamos para determinar nuestro poder de control sobre nuestras subsidiarias según lo descrito en la nota 2.3 de nuestros Estados Financieros.

También tenemos que formular juicios para clasificar los acuerdos con inversiones conjuntas. Dicha clasificación requiere que evaluamos nuestros derechos y obligaciones como resultado de un determinado acuerdo. En concreto, tomamos en consideración:

- la estructura de la inversión conjunta, es decir, si está estructurada a través de un vehículo separado; y
- cuando una inversión está estructurada a través de un vehículo separado, tomamos en consideración los derechos y obligaciones derivados de:
    - la forma legal bajo la que está constituido el vehículo;
    - los términos del acuerdo contractual; y
    - otros factores y circunstancias aplicables a dicha inversión en lo individual.

Esta evaluación frecuentemente involucra consideraciones relevantes. Cualquier conclusión distinta con respecto al poder de control conjunto, o a si un determinado acuerdo constituye un acuerdo de operación conjunta o un acuerdo de inversión conjunta, podría afectar en forma significativa la contabilización de dicho acuerdo.

Activos de exploración y evaluación

La aplicación de nuestra política contable con respecto a los gastos de exploración y evaluación exige que formulemos consideraciones para determinar si es probable que en el futuro obtengamos beneficios económicos como resultado de la explotación adicional o la venta de un activo, o si las actividades de dicho activo no han llegado a un punto que permita evaluar en forma razonable la existencia de reservas. La determinación de las reservas y recursos es en sí misma un proceso de estimación que involucra diversos niveles de incertidumbre dependiendo de la forma en que se clasifiquen los recursos.

Estas estimaciones tienen un impacto directo sobre el momento en el que diferimos los gastos de exploración y evaluación. Nuestra política de diferimiento exige que nuestra administración haga ciertas estimaciones y supuestos con respecto a sucesos y circunstancias futuros, incluyendo, en particular, en cuanto a si es posible establecer una operación de extracción económicamente viable. Estas estimaciones y supuestos pueden cambiar en el supuesto de que se adquiera nueva información. Si tras capitalizar un gasto obtenemos información que sugiera que es improbable que recuperemos dicho gasto, descontamos la cantidad capitalizada de nuestro estado de ganancias o pérdidas y otros resultados integrales por el periodo en el que obtuvimos tal información.

Moneda funcional

La moneda funcional de la entidad controladora y de cada una de sus subsidiarias es la moneda del principal entorno económico en el que opera la entidad. La moneda funcional de cada una de nuestras entidades es el Dólar. La determinación de cuál es la moneda funcional puede requerir la formulación de juicios para identificar el principal entorno económico; y cuando ocurre un cambio en los acontecimientos y condiciones con base en los que se identificó el principal entorno económico, la entidad controladora reconsidera la moneda funcional de sus subsidiarias.

Deterioro del crédito mercantil

El crédito mercantil se revisa anualmente para determinar si existen indicios de deterioro, o con mayor frecuencia si ocurren hechos o cambios de circunstancias que apunten a la necesidad de revisar el importe recuperable de las unidades generadoras de efectivo ("UGE") a las que es imputable el crédito mercantil. Para determinar si nuestro crédito mercantil ha sufrido un deterioro, comparamos el importe recuperable con el importe reportado de las UGE a las que imputamos el crédito mercantil. Cuando el importe recuperable del grupo de UGE es inferior al importe reportado (incluyendo el crédito mercantil), reconocemos una pérdida por deterioro.

La determinación acerca de si una UGE o un grupo de UGE que contiene crédito mercantil ha sufrido un deterioro exige que nuestra administración formule estimaciones sobre cuestiones altamente inciertas, incluyendo la determinación de la forma en que las UGE deben agruparse para efectos de la aplicación de pruebas de deterioro del crédito mercantil. Para efectos de gestión interna, nuestro crédito mercantil se monitorea con base en el segmento individual de negocios correspondiente.

Al aplicar las pruebas de deterioro utilizamos el enfoque descrito en la nota 3.2.1 a nuestros Estados Financieros, agrupando todas las UGE para determinar su importe recuperable.

Deterioro de activos no financieros distintos del crédito mercantil

Nuestros activos no financieros, incluyendo los activos intangibles identificables, se revisan para determinar si existen indicios de deterioro en el nivel más bajo en el que existen flujos de caja identificables por separado que son independientes en gran medida de los flujos de caja de otros grupos de activos o UGE. Para ello, consideramos como una UGE independiente a cada propiedad petrolera o gasera sobre la que tenemos derechos o que operamos en forma conjunta, dado que todos sus activos contribuyen conjuntamente a la generación de flujos de caja entrantes independientes que provienen de un solo producto, por lo que dichos flujos no pueden imputarse a activos individuales.

Cuando ocurren hechos o cambios de circunstancias que apuntan a que es probable que no recuperemos el importe reconocido de un activo o una UGR, analizamos fuentes de información tanto externas como internas para determinar si existen indicios de deterioro. A manera de ejemplo de estos hechos podemos citar los cambios en nuestros planes de negocios, cambios en nuestros supuestos acerca de los precios de los insumos y las tasas de descuento, evidencia de daños físicos o, tratándose de activos de gas y petróleo, ajustes a la baja significativos en las reservas estimadas o aumentos en los futuros gastos de desarrollo o costos de desmantelamiento, el costo de las materias primas, el entorno regulatorio, las inversiones de capital proyectadas y la evolución de la demanda. Si existe cualquier indicio de deterioro, estimamos el importe recuperable del activo o la UGE.

El importe recuperable de una UGE es el que resulte más alto de entre su valor razonable menos el costo de disposición, y su valor en uso ("VEU"). Cuando el importe reconocido de una UGE excede de su importe recuperable, la UGE se considera deteriorada y se descuenta a su importe recuperable. Por lo general, la naturaleza de nuestras actividades dificulta la obtención de información acerca del valor razonable de un activo o una UGE a menos que estemos involucrados en negociaciones con posibles compradores o en otras transacciones similares. En consecuencia, a menos que se indique lo contrario, el monto recuperable que utilizamos para evaluar el deterioro es el VEU.

El VEU de cada UGE se estima con base en el valor presente de los flujos de caja netos futuros que generará dicha UGE. Los planes de negocios para cada UGE, que son aprobados anualmente por nuestra administración, constituyen la principal fuente de información para determinar el VEU. Estos planes de negocios contienen pronósticos acerca de la producción, los volúmenes de ventas, los costos y los gastos de capital de nuestras operaciones de petróleo, gas natural y NGL. Como paso inicial en la preparación de estos planes, nuestra administración hace diversos supuestos con respecto a las condiciones del mercado, incluyendo los precios del petróleo, los precios del gas natural, los tipos de cambio y los índices de inflación. Estos supuestos toman en consideración los precios existentes, el equilibrio de la oferta y demanda de petróleo y gas natural a nivel global, otros factores macroeconómicos, y las tendencias y variabilidad históricas. Al evaluar el VEU, los flujos de caja futuros estimados se ajustan para reconocer los riesgos específicos del grupo de activos y se descuentan a su valor presente utilizando una tasa de descuento después de impuestos que refleja las evaluaciones actuales de mercado con respecto al valor del dinero a lo largo del tiempo.

En cada fecha de reporte de información financiera evaluamos si existe algún indicio de que las pérdidas por deterioro reconocidas previamente han dejado de existir o han disminuido. De existir tal indicio, estimamos el importe recuperable. Las pérdidas por deterioro reconocidas previamente sólo se revierten si desde el reconocimiento de la última pérdida por deterioro ha ocurrido un cambio en las estimaciones utilizadas para determinar el importe recuperable del activo. Tras cualquier reversión, el cargo por depreciación en los periodos futuros se ajusta para asignar el valor reportado revisado del activo, menos cualquier valor residual, en forma sistemática a lo largo de su vida útil restante.

La determinación acerca de si un activo o una UGE ha sufrido un deterioro y de la medida en que se ha deteriorado exige que nuestra administración haga estimaciones acerca de cuestiones altamente inciertas, incluyendo los efectos de la inflación y deflación sobre los gastos de operación, las tasas de descuento, los perfiles de producción, las reservas y recursos, y los futuros precios de los insumos, incluyendo las perspectivas acerca de las condiciones de la oferta y la demanda en el mercado global o regional de petróleo crudo y gas natural. La determinación de la forma adecuada de agrupar los activos en una UGE involucra el uso de juicios. Los flujos de caja y los valores reales podrían diferir en forma significativa de los flujos de caja futuros esperados y de los valores correspondientes que se obtuvieron utilizando técnicas de descuento y podrían dar como resultado un cambio significativo en los valores reconocidos de los activos del grupo.

Para mayor información acerca de los supuestos claves utilizados en nuestras pruebas de deterioro, véase la nota 3.2.2. de nuestros Estados Financieros.

Impuestos sobre la renta corriente y diferido

En aquellos casos en que las disposiciones fiscales aplicables están sujetas a interpretación, nuestra administración tiene que evaluar regularmente las posiciones incluidas en nuestras declaraciones de impuestos y, de ser necesario, establecer provisiones acordes a la cantidad estimada que tendremos que pagar a las autoridades fiscales. Cuando el resultado fiscal definitivo de estas partidas difiere de las cantidades reconocidas inicialmente, las diferencias tendrán un efecto en el impuesto sobre la renta y en la provisión para impuestos sobre la renta diferidos en el año en el que se hace la determinación.

Existen muchas transacciones y cálculos en los que los impuestos que tendremos que pagar en última instancia son inciertos. Reconocemos pasivos por reclamaciones fiscales eventuales con base en estimaciones acerca de la posibilidad de que tengamos que pagar impuestos adicionales en el futuro.

Los activos por impuestos diferidos se revisan en cada fecha de reporte de información y se reducen de acuerdo con la probabilidad de contaremos con una base gravable suficiente para permitir que recuperemos la totalidad o parte de estos activos. Los activos y pasivos por impuestos diferidos no se descuentan. Al evaluar la realización de los activos por impuestos diferidos, nuestra administración asume que es probable que no logremos realizar la totalidad o una porción de dichos activos. La realización de los activos por impuestos diferidos en última instancia dependerá de la generación de

impuestos sobre la renta en los periodos futuros en los que estas diferencias temporales se vuelvan deducibles. Para evaluar lo anterior nuestra administración toma en consideración las fechas programadas de reversión de los pasivos por impuestos diferidos, las proyecciones acerca de las futuras utilidades fiscales y las estrategias de planeación.

Los supuestos relativos a la futura generación de utilidades gravables dependen de las estimaciones de la administración con respecto a los flujos de caja futuros. Estas estimaciones de las futuras utilidades gravables se basan en los pronósticos acerca de los flujos de caja generados por las operaciones (que se ven afectados por los volúmenes de producción y ventas, los precios del petróleo y el gas, las reservas, los costos de operación, los costos de desmantelamiento, los gastos de capital, los dividendos y otras transacciones de gestión del capital) y en los juicios acerca de la aplicación de las leyes fiscales vigentes en cada jurisdicción. En la medida en que los flujos de caja y utilidades gravables futuros difieran en forma significativa de los estimados, nuestra capacidad para realizar los activos por impuestos diferidos netos reconocidos a la fecha de preparación de nuestra información financiera podría verse afectada.

Además, los cambios futuros en la legislación fiscal de las jurisdicciones en las que operamos podrían limitar nuestra capacidad para obtener deducciones fiscales en periodos futuros.

Obligaciones por taponamiento de pozos

Las obligaciones por taponamiento de pozos tras la conclusión de las operaciones exigen que nuestra administración estime el número de pozos, los costos de abandono de pozos a largo plazo y el periodo de tiempo pendiente de transcurrir hasta su abandono. Las consideraciones en materia de tecnología, costos, entorno político, medio ambiente y seguridad cambian constantemente y pueden dar como resultado diferencias entre los costos futuros reales y los estimados.

Las estimaciones de las obligaciones de retiro de activos se ajustan cuando los cambios en los criterios de valuación lo justifican, o cuando menos una vez por año.

Reservas de petróleo y gas

Las propiedades de petróleo y gas se deprecian utilizando el método de unidades de producción al total de reservas de hidrocarburos probadas desarrolladas y no desarrolladas. Las reservas se definen como los volúmenes de petróleo y gas económicamente producibles en las áreas en las que operamos o en las que tenemos un interés (directo o indirecto) y contamos con derechos de explotación, incluyendo los volúmenes de petróleo y gas relacionados con aquellos contratos de prestación de servicios que no nos otorgan derechos de propiedad sobre las reservas o los hidrocarburos obtenidos, así como los que estimamos que produciremos para la empresa por la que fuimos contratados de conformidad con contratos de prestación de servicios.

La vida de cada uno de los bienes que integran nuestras propiedades, plantas y equipos, que se evalúa cuando menos una vez al año, toma en consideración tanto las limitaciones de su vida física como las evaluaciones presentes de las reservas económicamente recuperables del campo en el que se encuentra ubicado el bien correspondiente. La estimación de las Reservas Probadas y de los futuros perfiles de producción, costos de desarrollo y precios involucra una gran cantidad de factores inciertos, incluyendo factores que se encuentran fuera del control del productor. La ingeniería de reservas es un proceso subjetivo para estimar las acumulaciones en el subsuelo que involucra un alto nivel de incertidumbre. Las estimaciones de las reservas dependen de la calidad de la ingeniería y la información geológica disponibles a la fecha de estimación, así como de la interpretación de estas y de los juicios que se formulen al respecto.

Las estimaciones de las reservas se ajustan cuando los cambios en los criterios de valuación lo justifican, o cuando menos una vez por año. Estas estimaciones se basan en los reportes emitidos por consultores expertos en petróleo y gas.

La información obtenida como resultado del cálculo de las reservas se utiliza para calcular la depreciación de los activos utilizados en las áreas de petróleo y gas, así como para evaluar la recuperación de estos activos. Véanse las notas 3.2.1., 3.2.2., 13 y 15 a nuestros Estados Financieros.

Pagos basados en acciones

La estimación del valor razonable de las transacciones que involucran pagos con acciones requiere que determinemos el modelo de valuación más apropiado, el cual depende de los términos y condiciones de la asignación. Además, esta estimación requiere que determinemos cuáles con los componentes más apropiados del modelo de valuación —incluyendo la vida espera de una opción sobre acciones, la volatilidad y el rendimiento en dividendos— y que hagamos supuestos con respecto a ellos.

Para medir el valor razonable de las transacciones con empleados liquidadas mediante pagos en acciones a la fecha de otorgamiento de la opción, utilizamos un modelo de Black & Scholes. El importe reportado, los supuestos y los modelos que utilizamos para estimar el valor razonable de las transacciones liquidadas mediante pagos con acciones están descritos en la nota 33 a nuestros Estados Financieros.

Pronunciamientos contables recientes

En nuestros Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados No Auditados del 1Q 2019 hemos adoptado la NIIF 16- Arrendamientos. La NIIF 16 sustituye la NIC 17 “Arrendamientos”, CINIIF 4 “Determinación de si un acuerdo contiene un arrendamiento”, SIC-15 “Arrendamientos operativos – Incentivos” y SIC-27 “Evaluación de la sustancia de las transacciones que involucran la forma legal de un contrato de arrendamiento”. La norma establece los principios para el reconocimiento, medición, presentación y divulgación de los arrendamientos y requiere que los arrendatarios reconozcan la mayoría de los arrendamientos en un solo modelo dentro del estado de situación financiera.

Las nuevas políticas contables de la Compañía tras la adopción de la NIIF 16, que se han aplicado desde la fecha de la aplicación inicial son, en resumen:

• Activo por derecho de uso: La Compañía reconoce los activos por derecho de uso en la fecha de inicio del arrendamiento (es decir, la fecha en que el activo subyacente está disponible para su uso).

• Pasivo por arrendamiento: En la fecha de inicio del arrendamiento, la Compañía reconoce los pasivos de arrendamiento medidos al valor presente de los pagos de arrendamiento que se realizarán durante el plazo del mismo.

• Arrendamientos a corto plazo y arrendamientos de activos de bajo valor: La Compañía aplica la exención de reconocimiento de arrendamiento a corto plazo de maquinaria y equipo (es decir, aquellos arrendamientos que tienen un plazo de 12 meses o menos desde la fecha de inicio y no contienen una opción de compra). También aplica la exención de reconocimiento de activos de bajo valor a los equipos de oficina que se consideran individualmente de bajo valor. Los pagos de arrendamiento en estos arrendamientos se reconocen como gastos de forma lineal durante el plazo del arrendamiento.

• Juicios significativos en la determinación del plazo de arrendamiento de los contratos con opción de renovación: La Compañía determina el plazo del arrendamiento como el término no cancelable del arrendamiento, junto con cualquier período cubierto por una opción para extender el contrato si es razonablemente seguro que se ejerza, o cualquier período cubierto por una opción para rescindir el contrato, si es razonablemente cierto que no se ejerza.

Para una descripción completa de los pronunciamientos contables que hemos adoptado recientemente y de las normas de contabilidad emitidas recientemente que aún no hemos adoptado, véase a continuación la nota 2.2 de nuestros Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados No Auditados del 1Q 2019.

PANORAMA DE LA INDUSTRIA Y REGULATORIO

Tendencias recientes en el sector de E&P en América Latina

El sector de E&P en América Latina es cada vez más atractivo para los inversionistas debido a las múltiples mejoras en el clima de inversión. Estas incluyen: el desarrollo continuo y exitoso de Vaca Muerta en Argentina como la única formación de gran escala de yacimientos no convencionales fuera de Norte América; las rondas de licitación para la celebración de contratos en México; las mejoras en materia de seguridad en Colombia con el acuerdo de paz recientemente, junto con la existencia de un marco regulatorio atractivo y las recientes rondas de venta de activos de Ecopetrol; y las recientes mejoras regulatorias en Brasil destinadas a fomentar las inversiones en el sector de E&P, como ser el lanzamiento del programa de desinversiones de Petrobras y el anuncio de las nuevas rondas de licitación de la Agencia Nacional del Petróleo de Brasil, entre otros. Dada la escala de los recursos y los términos competitivos ofrecidos por la región, las oportunidades de inversión en el sector de E&P en América Latina representan una propuesta de valor sólida.

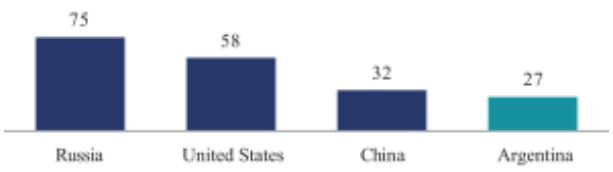
En América Latina, la competencia por los activos E&P sigue siendo baja en comparación con otras regiones del mundo, particularmente versus Estados Unidos, lo cual genera menores costos de adquisición. Lo dicho se ve reflejado en un menor costo de adquisición de reservas probadas y por acre (específico para los bloques con reservas no convencionales), e indirectamente en un menor costo por barril producido. Es importante mencionar que, desde la caída del precio del petróleo en 2014, las grandes petroleras han estado invirtiendo fuertemente en la región para desarrollar y fortalecer sus posiciones, principalmente en Brasil y Argentina.

Panorama General de la Industria del Petróleo y Gas en Argentina

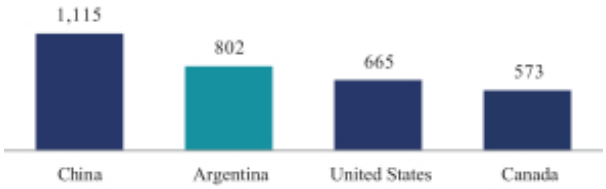
Introducción

A diciembre de 2017, Argentina era el quinto mayor productor de crudo y el tercer mayor productor de gas natural en América Latina, basado en el *BP Statistical Review of World Energy* de 2018. En términos de reservas de hidrocarburos, según información de la Secretaría de Energía de Argentina, al 31 de diciembre de 2017, el país tenía Reservas Probadas Desarrolladas y No Desarrolladas de gas natural por aproximadamente 12.6 billones de pies cúbicos ("Tcf") y 2 Bnbbl de petróleo, mientras que las reservas totales probadas, probables y posibles eran de 24.4 Tcf y 3.3 Bnbbl respectivamente. Al 31 de diciembre de 2017, los recursos contingentes ascendían a 12.7 Tcf de gas natural y 1.1 Bnbbl de petróleo, según la Secretaría de Energía de Argentina. Adicionalmente, Argentina es el cuarto país del mundo con más reservas prospectivas de petróleo y el segundo país con más reservas prospectivas de gas proveniente de yacimientos no convencionales, con un estimado de 27 Bnbbl y 802 Tcf respectivamente, al 31 de diciembre de 2017, siendo el único país con bloques produciendo de manera comercial fuera de América del Norte.

Recursos Mundiales de Petróleo No Convencional (Bnboe)



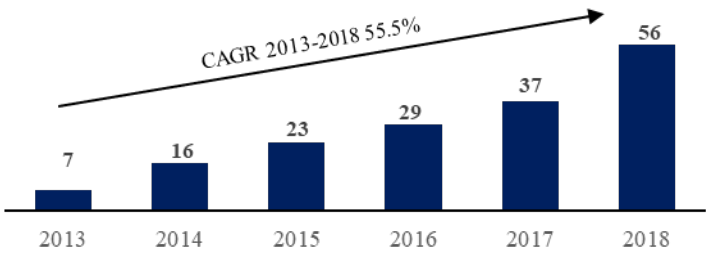
Recursos Mundiales de Gas No Convencional (Tcf)



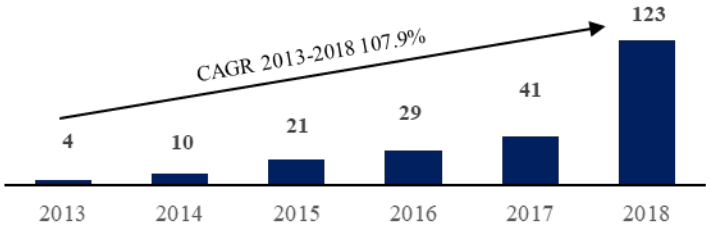
Fuente: *ARI (2013). World Shale Gas and Shale Oil Resource Assessment, junio de 2013.*

La producción de hidrocarburos en Argentina ha experimentado una disminución general durante las últimas 2 décadas como resultado del declino natural de sus pozos y la disminución de la inversión en exploración y desarrollo. Sin embargo, el auge en la explotación de recursos no convencionales ha transformado las perspectivas de Argentina, atrayendo inversiones. Las grandes petroleras han comprado y continúan comprando bloques en Argentina; al mismo tiempo, los jugadores locales han anunciado ambiciosos planes de crecimiento. La producción de petróleo no convencional aumentó a una tasa compuesta anual promedio ("CAGR") de 55.5% desde 2013 hasta 2018. Además, la producción de gas no convencional aumentó a una tasa compuesta anual promedio ("CAGR") de 107.9% entre 2013 y 2018.

Producción promedio de petróleo no convencional 2013-2018 (Mboe/d)



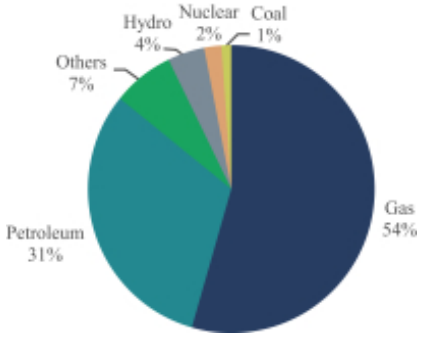
Producción promedio de gas natural no convencional 2003-2018 (Mboe/d)



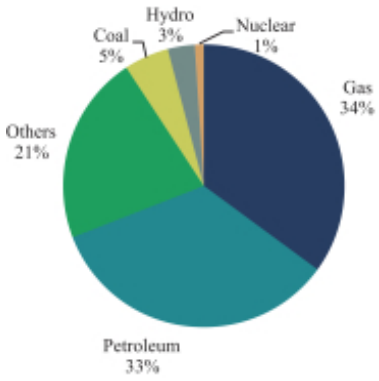
Fuente: Secretaría de Gobierno de Energía de Argentina.

Argentina tiene un alto nivel de dependencia sobre los hidrocarburos que produce, ya que éstos representan aproximadamente el 85% de la fuente de energía primaria del país. Esta dependencia sobre los hidrocarburos es mayor en comparación a otros países de la región (América Latina y el Caribe), donde el petróleo y el gas juntos representan el 67% de la matriz energética. La industria del petróleo y gas juega un papel muy importante en la economía argentina, siendo que el desarrollo de las formaciones no convencionales podría tener un impacto positivo en la balanza comercial del país. El aumento de la producción nacional de petróleo y gas reducirá la dependencia del petróleo y gas importado, los cuales son costosos, y por lo tanto impulsará el crecimiento económico del país.

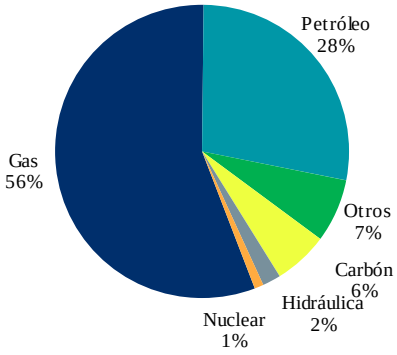
Fuentes de energía primaria al 2017 de Argentina



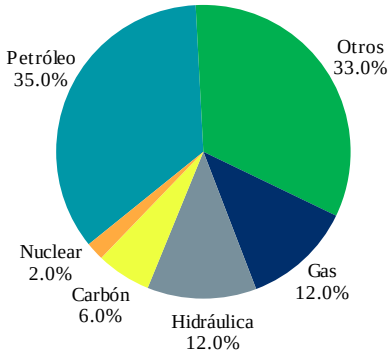
Fuentes de energía primaria al 2017 de América Latina y el Caribe



Fuentes de energía primaria al 2017 de México



Fuentes de energía primaria al 2017 de Brasil



Fuente: Secretaría de Gobierno de Energía de Argentina y Anuario de Estadísticas Energéticas 2017 de OLADE.

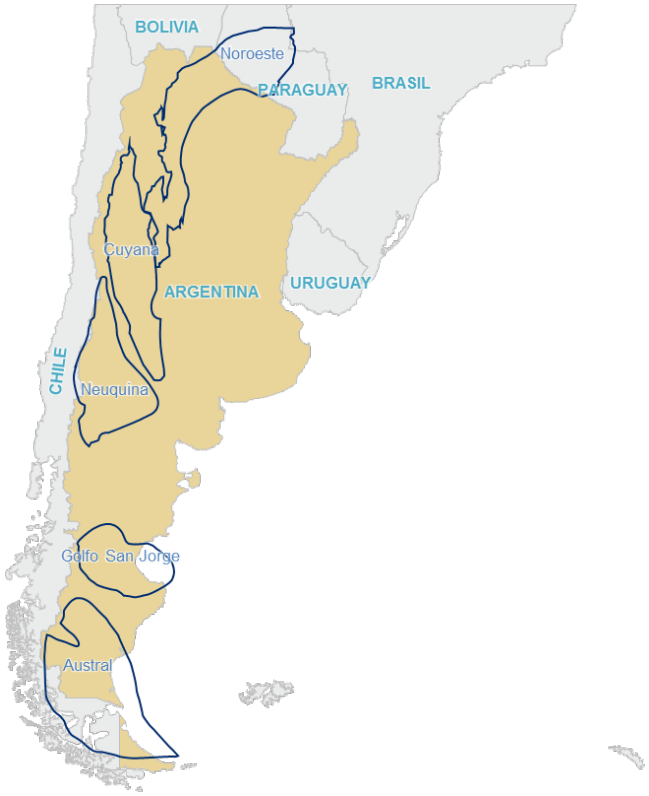
En 2017, la demanda de gas natural fue cubierta con la producción nacional y con las importaciones provenientes de Bolivia y Chile, que ascendieron a 0.23 Tcf y 0.01 Tcf, respectivamente (a un costo de US$1,256 millones). Además, se importaron 0.17 Tcf de NGL (US$968 millones) y 1.4 millones de metros cúbicos de diésel (US$1,503 millones) para la generación de energía eléctrica. La disminución en la producción de crudo ligero requiere la importación de un crudo de calidad similar para compensar el déficit interno, puesto que el mismo se utiliza para refinación. Por lo tanto, en 2017 se importaron 7.9 millones de barriles de crudo, 0.4 millones de metros cúbicos de naftalina y 2.1 millones de metros cúbicos de diésel (a un costo de US$455 millones) para compensar dicho déficit. Como resultado, las importaciones de energía alcanzaron los US$5,729 millones, mientras que las exportaciones fueron solo US$2,414 millones, principalmente exportaciones de crudo pesado.

Balanza Comercial de Energía 2008 - 2017 de Argentina (US$bn)

Fuente: Secretaría de Gobierno de Energía de Argentina.

Panorama General de las Cuencas Argentinas

El territorio argentino tiene cinco cuencas productoras de petróleo y gas: Neuquina, Golfo San Jorge, Cuyana, Noroeste y Austral con varias oportunidades convencionales y no convencionales.



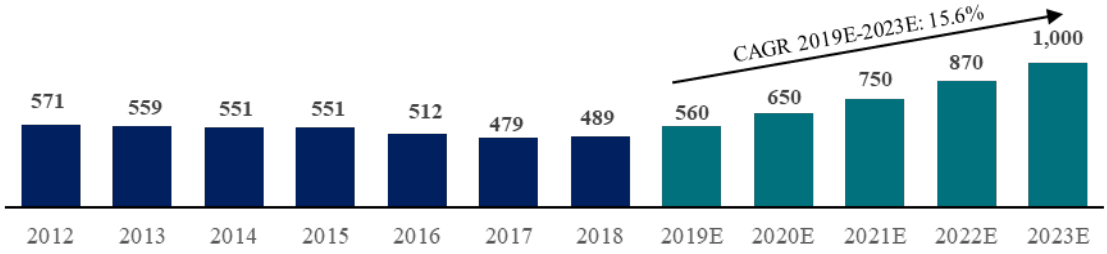
Fuente: Wood Mackenzie.

La cuenca del Golfo San Jorge está compuesta por un 69% de Reservas Probadas de petróleo, mientras que las cuencas Neuquina y Austral están compuestas por 50% y 33% de Reservas Probadas de gas natural, respectivamente. Ubicada en el centro-oeste de Argentina, la cuenca neuquina se encuentra entre las cuencas más productivas del país y representa el 23% y 52% de la producción total de petróleo y gas, respectivamente.

Exploración y Producción de Petróleo

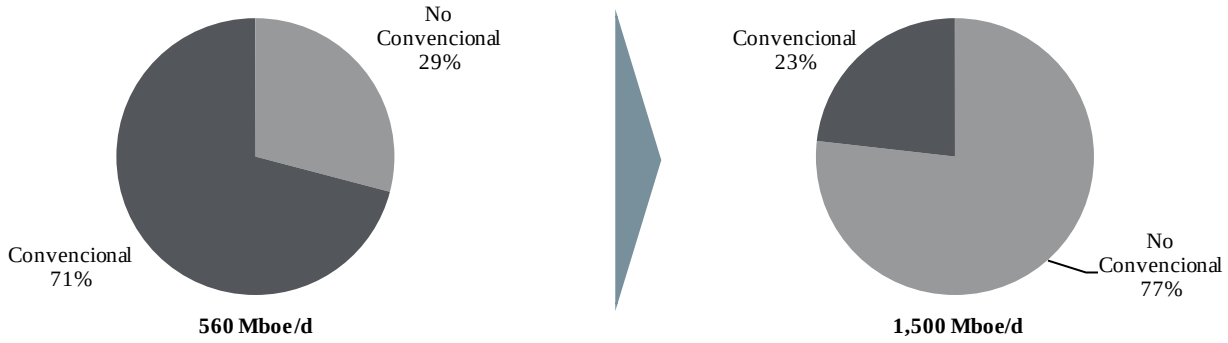
Durante 2018, la producción de petróleo promedió 489 Mbbl/d, lo cual representa 2.1% más que la producción promedio de 2017. Según la Secretaría de Energía de Argentina, se espera que la producción de petróleo se triplique para 2030, alcanzando los 1,500 Mbbl/d, impulsada principalmente por el auge de la producción de petróleo no convencional, la cual se espera que incremente su participación en la producción nacional de un 29% estimado en 2019 a 77% en 2030.

Evolución de la producción de petróleo (Mbbl/d)



Fuente: Secretaría de Gobierno de Energía de Argentina.

2019E Producción de petróleo (%; Mboe/d) **2030E Producción de petróleo (%; Mboe/d)**

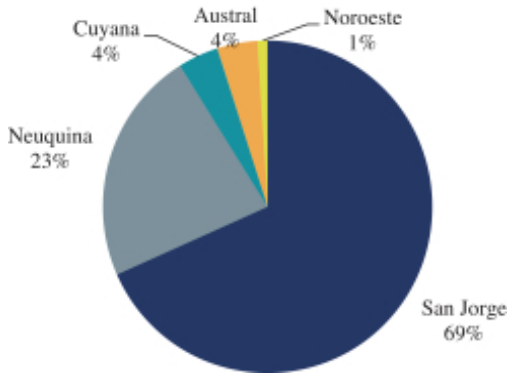


Fuente: Secretaría de Gobierno de Energía de Argentina.

Durante el trimestre finalizado el 31 de diciembre de 2018, el principal productor de petróleo de Argentina fue YPF con una participación de mercado del 47.1%, seguido de Pan American Energy (20.8%), Pluspetrol (5.2%), Sinopec (4.0%), Tecpetrol (3.0%) y Vista (2.9%).

Al 31 de diciembre de 2017, las Reservas Probadas de petróleo alcanzaron 2.2 Bnbbl. Al 31 de diciembre de 2017, la cuenca con la mayor proporción de Reservas Probadas de petróleo era la cuenca del Golfo San Jorge con un 69%, seguida por Neuquina (23%), Cuyana (4%), Austral (4%) y Noroeste (1%).

Reservas probadas de petróleo por cuenca (%) al 31 de diciembre de 2017

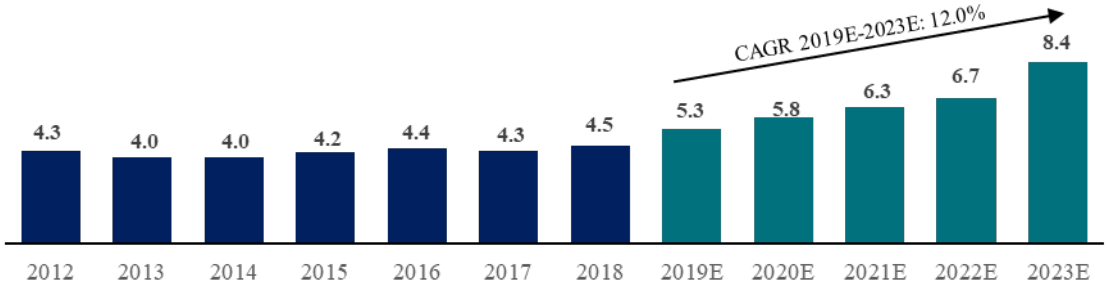


Fuente: Secretaría de Gobierno de Energía de Argentina.

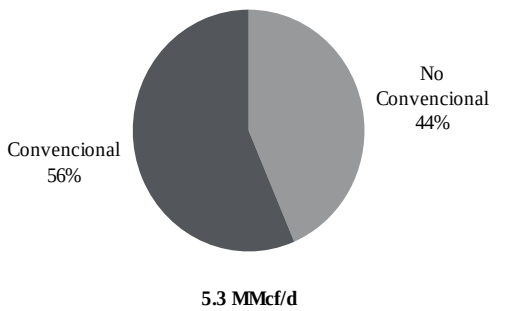
Exploración y Producción de Gas Natural

Durante el 2018, la producción de gas natural alcanzó 4.2 Bncf/d, 5.5% más que la producción de 2017. Según la Secretaría de Energía de Argentina, se espera que la producción de gas natural se triplique para 2030, alcanzando los 14.1 Bncf/d, impulsada principalmente por el auge de la producción de gas no convencional, la cual se espera que incremente su participación en la producción nacional del 44% en 2019 a 75% en 2030.

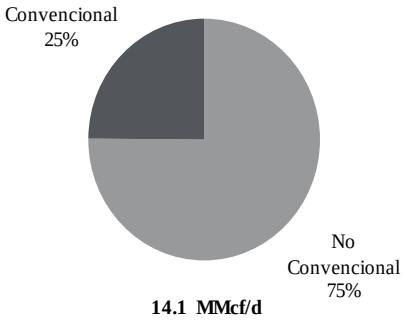
Evolución de la producción de gas natural (Bncf/d)



2019E Producción de gas natural (%; Bncf/d)



2030E Producción de gas natural (%; Bncf/d)



2019 E: 5,300 MMcf/d

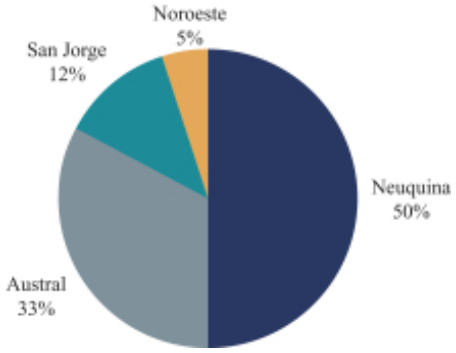
2030E: 14,100 MMcd/d

Fuente: Secretaría de Gobierno de Energía de Argentina.

Durante el trimestre finalizado el 31 de diciembre de 2018, el principal productor de gas natural de Argentina fue YPF, con una participación de mercado del 29.0%, seguido de Total Austral (24.8%), Tecpetrol (13.4%), Pan American Energy (11.3%), Compañía General de Combustibles (4.3%) y ENAP SIPETROL (2.9%).

Al 31 de diciembre de 2017, las Reservas Probadas de gas natural alcanzaron los 12.6 Tcf. Al 31 de diciembre de 2017, la cuenca con la mayor concentración de Reservas Probadas de gas natural fue la cuenca neuquina con un 50%, seguida de Austral (33%), Golfo San Jorge (12%) y Noroeste (5%).

Reservas Probadas de gas natural por cuenca (%) al 31 de diciembre de 2017

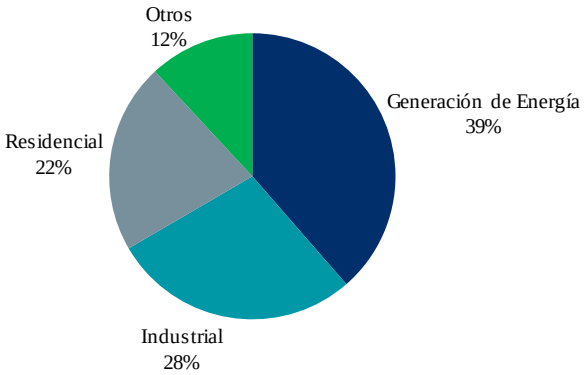


Fuente: Secretaría de Gobierno de Energía de Argentina.

Demanda y Consumo

En 2017, la demanda interna de gas natural alcanzó los 4.3 Bncf/d. El sector de generación de energía eléctrica impulsó la demanda con el 38.6% del gas consumido en el país, seguido del sector industrial (28.0%), residencial (21.5%) y otros (11.9%). Durante 2017, para satisfacer la demanda de gas natural, se importaron 0.23 Tcf y 0.01 Tcf de gas natural de Bolivia y Chile, respectivamente, así como 0.17 Tcf de NGL y 1.4 millones de metros cúbicos de diésel.

Demanda de Gas Natural por Sector (%) al 2017



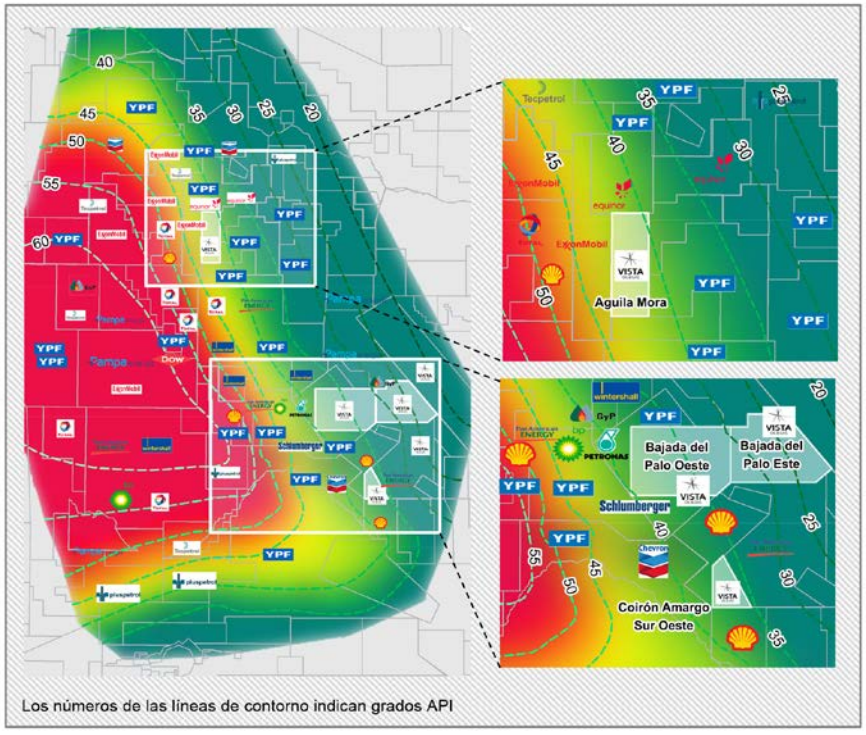
Fuente: Secretaría de Gobierno de Energía de Argentina y Anuario de Estadísticas Energéticas 2017 de OLADE.

Panorama General de Vaca Muerta / Potencial en No Convencional

Vaca Muerta es la formación no convencional más prominente en la cuenca neuquina. La misma está considerada como una formación de *shale* de relevancia a nivel global y se ha convertido recientemente en el mayor desarrollo comercial de *shale* fuera de América del Norte. El desarrollo de la formación Vaca Muerta juega un papel importante en la economía de Argentina y, por lo tanto, los Gobiernos nacionales y estatales han implementado cambios al marco regulatorio aplicable a la exploración y producción de hidrocarburos no convencionales a fin de atraer inversión privada.

Como consecuencia de las recientes reformas al marco regulatorio, reducciones significativas en los costos de los pozos y mejoras en las tasas de producción, Vaca Muerta ha atraído a más de 30 compañías del sector de petróleo y gas, nacionales y extranjeras, entre las cuales figuran Chevron, Shell, ExxonMobil, Total, Equinor, Pan American Energía, Petronas, Pluspetrol, Schlumberger, Tecpetrol, Dow, YPF, Wintershall, BP y CNOOC. La mayoría de estas compañías, que son titulares de bloques cercanos a los nuestros, ya han completado proyectos piloto y/o han anunciado importantes inversiones para los próximos años:

Distribución de la formación Vaca Muerta en la cuenca

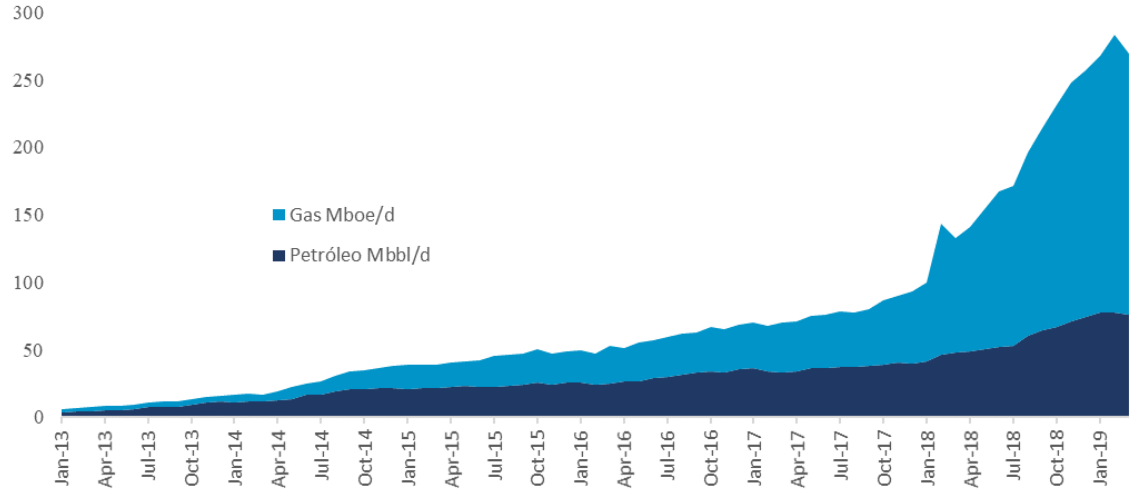


Las líneas de contorno denotan los grados API

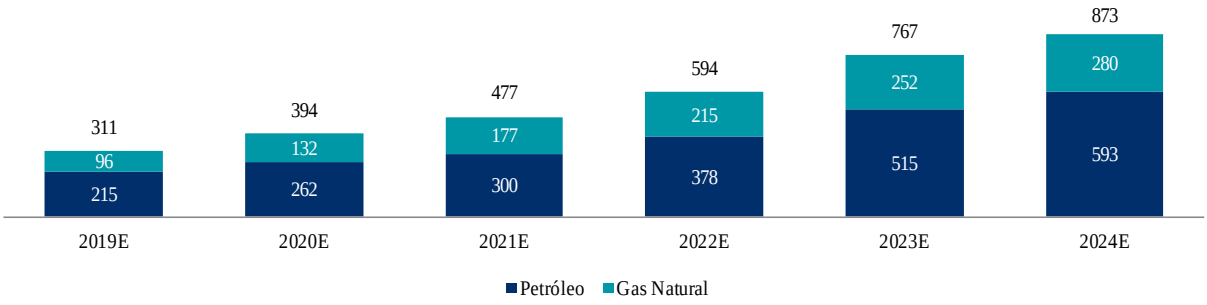
Fuente: Información de la empresa y artículos de prensa públicos.

La producción de Vaca Muerta alcanzó 269.6 Mboe/d en marzo de 2019, principalmente impulsada por Loma Campana, La Amarga Chica, El Orejano y Fortín de Piedra, que en conjunto suman 74.9 Mboe/d. Otros desarrollos más recientes, como Aguada Pichana, Aguada de la Arena, Cruz de Lorena y Rincón del Mangrullo, ya están contribuyendo con más de 9.4 Mboe/d.

Producción bruta de petróleo de *shale* y gas (Mboe/d)

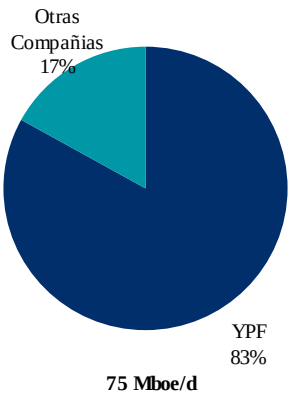


Producción esperada de petróleo y gas en Vaca Muerta 2019E—2024E (Mboe/d)

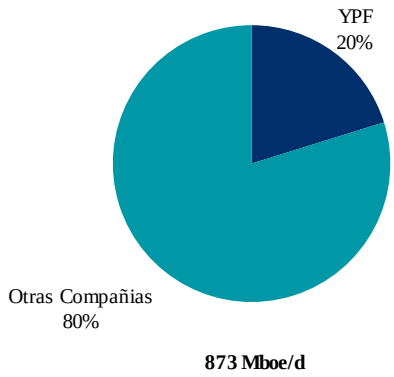


Fuente: Wood Mackenzie.

Producción por operador en 2017 (%; Mboe/d)



Producción por operador esperada en 2024E (%; Mboe/d)



Fuente: Wood Mackenzie.

Vaca Muerta presenta propiedades geológicas similares, o incluso mejores, que algunas de las formaciones de *shale* más exitosas de Estados Unidos. La siguiente tabla muestra las características geológicas de Vaca Muerta en comparación con otras formaciones de Estados Unidos.

Región	Contenido Orgánico Total ("COT")(1) (%)	Espesor (m)	Presión del reservorio (psi/pie)
Bajada del Palo Oeste	**4.2**	**250**	**0.9**
Vaca Muerta	**3 – 10**	**30 – 450**	**0.9**
Barnett	4 – 5	60 – 90	0.5
Haynesville	0.5 – 4	60 – 90	0.9
Marcellus	2 – 12	10 – 60	0.6
Eagle Ford	3 – 5	30 – 100	0.5 – 0.9
Wolfcamp (Permian)	3	200 - 300	0.6

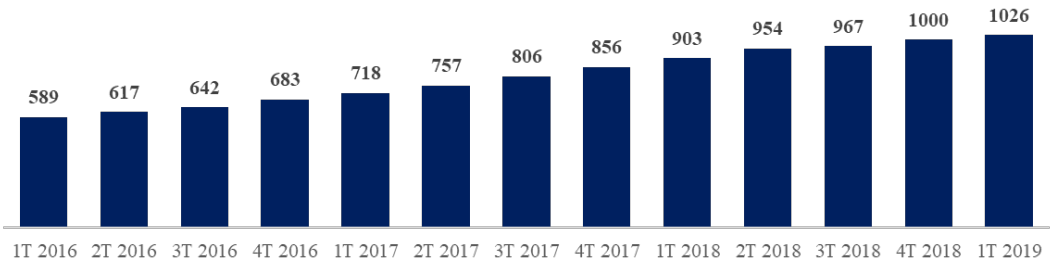
(1) COT se refiere a la medida de la materia orgánica de un bloque representada por el porcentaje del peso de carbono orgánico. Un contenido orgánico más alto indica que el bloque tiene mayor probabilidad de generar hidrocarburos. En nuestra opinión, el COT es un parámetro importante de evaluación de la calidad de la fuente de hidrocarburos de un yacimiento que puede servir como indicador de que un bloque en particular está posicionado para la explotación y desarrollo de proyectos hidrocarburíferos.

Fuente: Secretaría de Gobierno de Energía de Argentina con Wood Mackenzie.

Aproximadamente el 90% de la superficie potencial de Vaca Muerta, estimada en más de 8.6 millones de acres, se concentra entre 12 operadores. La mayoría de las concesiones se encuentran dentro del rango de 30,000 a 100,000 acres, que es significativamente mayor al promedio de acres en arrendamiento en los Estados Unidos. Los términos de las concesiones en Argentina también son competitivos en comparación con los de los Estados Unidos, con concesiones sobre recursos no convencionales de 35 años y regalías fijas del 12%.

Al 31 de marzo de 2019, la actividad de perforación se ha centrado históricamente dentro del bloque Loma Campana, operado por YPF en sociedad con Chevron, con más de 581 pozos perforados de un total de 1,026 pozos perforados en Vaca Muerta. Vaca Muerta continúa evolucionando mediante la perforación en bloques adyacentes como los proyectos El Orejano, Fortín de Piedra, La Amarga Chica y Bandurria Sur, que están impulsando la actividad de perforación con más de 208 pozos productores. De acuerdo con la Secretaría de Energía de Argentina, las proyecciones indican que habrá más de 2,800 pozos con petróleo no convencional para 2023, y más de 1,600 pozos con gas no convencional, lo cual implica una inversión por más de US$54,000 millones.

Pozos perforados desde el 1T de 2016 al 1T de 2019

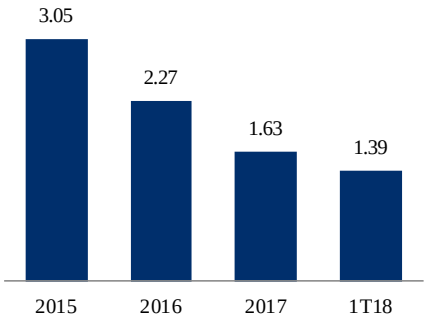


Fuente: Secretaría de Gobierno de Energía de Argentina.

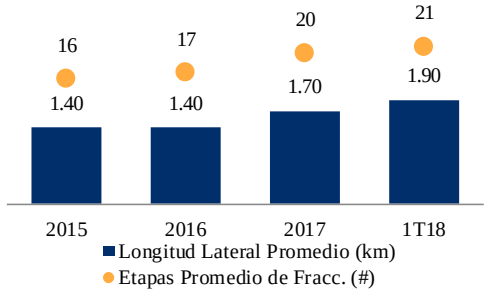
Uno de los elementos más críticos para la creación de valor en cada formación de *shale*, incluida Vaca Muerta, es el costo de los pozos. El aumento en la eficiencia de perforación en los pozos horizontales en Vaca Muerta ha mostrado hasta ahora resultados alentadores. Según la Secretaría de Energía de Argentina, YPF logró una reducción del 54% en el gasto de capital por pie lateral perforado, pasando de US$3,050/ft en 2015 a un promedio de US$1,390/ft en el primer trimestre de 2018, lo cual redujo significativamente la brecha respecto de campos comparables en los Estados Unidos. Durante el mismo periodo, la mayoría de los operadores comenzaron a perforar pozos laterales más largos de hasta aproximadamente 3,000 metros horizontales, logrando una mayor eficiencia de perforación y, en consecuencia, una reducción en los costos de perforación por pozo.

La arena es un componente importante de los costos de los pozos y se produce principalmente en Argentina principalmente por: YPF, Cristamine y Arenas Patagónicas.

Loma Campana costo de pozo horizontal ('000 US $ / Lat. ft.)



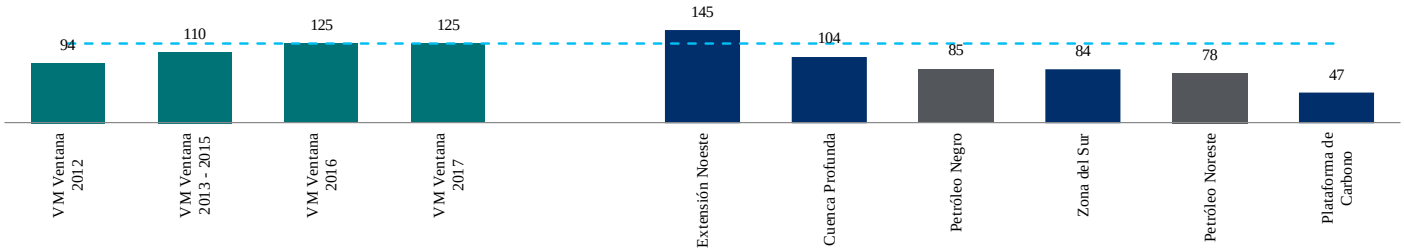
Loma Campana evolución de pozos horizontales



Fuente: Secretaria de Gobierno de Energía de Argentina.

Según Wood Mackenzie, la planificación estandarizada de los pozos y la administración de los pozos adaptada a las características de Vaca Muerta, junto con la integración de las tecnologías más avanzadas, han permitido a Vaca Muerta alcanzar niveles de productividad comparables a los observados en las principales cuencas de los Estados Unidos.

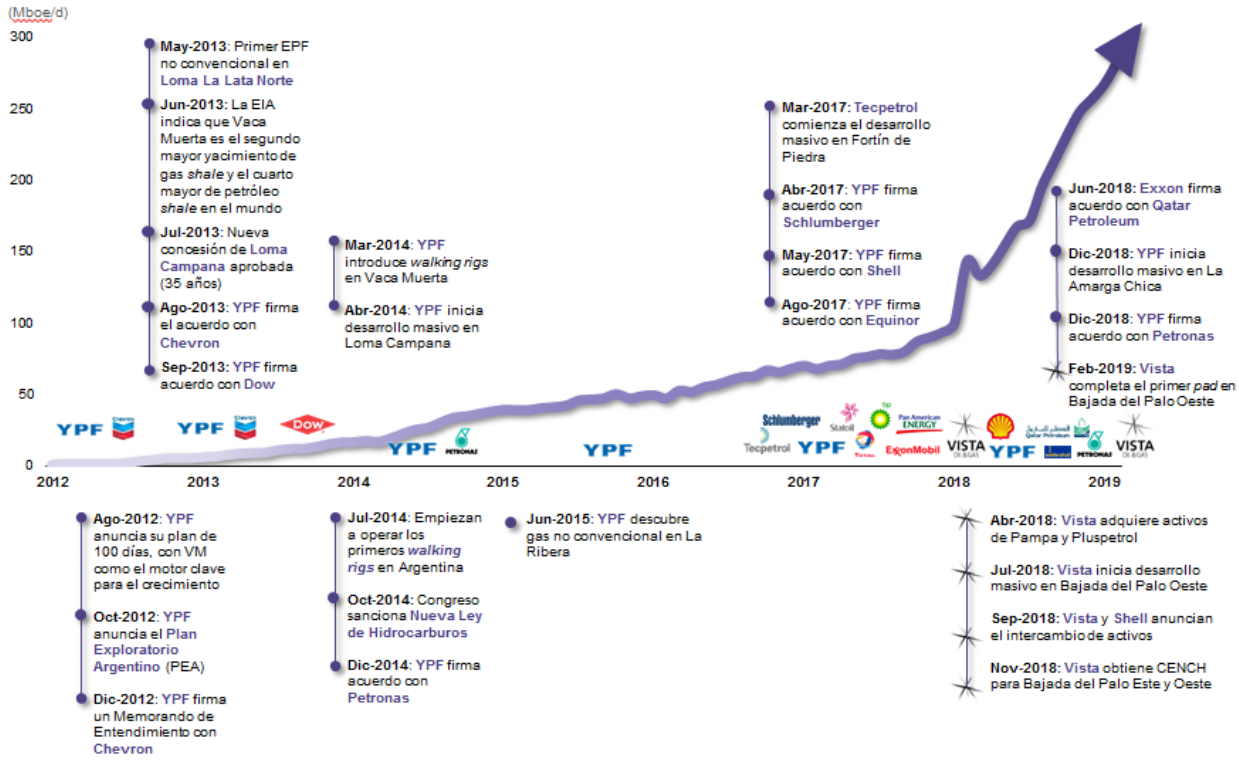
Ventana del petróleo (normalizado por longitud lateral) - Por tipo de formación (solo por bajo contenido de gas)



Fuente: Wood Mackenzie - Vaca Muerta Development Study.

A partir del 2018, la Secretaría de Energía de Argentina estima precios de equilibrio de US$46.7 por barril para pozos petroleros, y por debajo de US$4/MMBtu para pozos de gas.

Crecimiento de la producción de Vaca Muerta

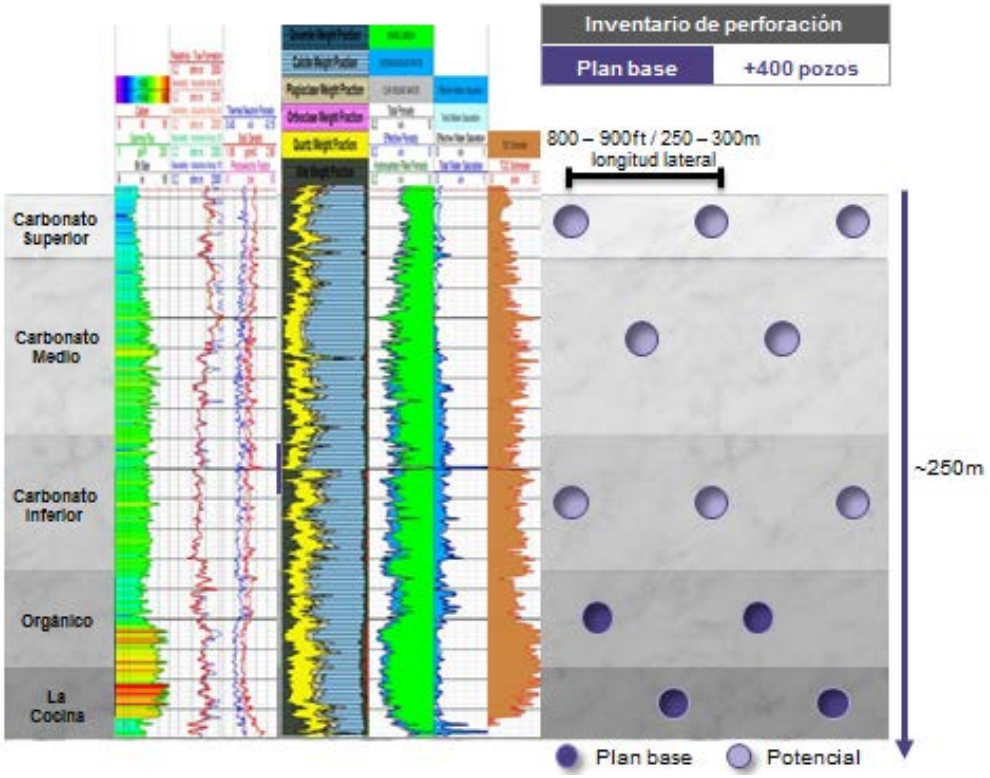


Fuente: Secretaría de Energía y EIA

Vaca Muerta se encuentra en una etapa relativamente temprana en su desarrollo en comparación con otras formaciones de *shale* de los Estados Unidos y Canadá. La cuenca Permian ubicada en Texas, Estados Unidos es un buen análogo para Vaca Muerta, con características geológicas similares y una larga trayectoria de desarrollo de hidrocarburos no convencionales. Sin embargo, Vaca

Muerta tiene incluso mayor espesor que el Permian, con hasta cinco zonas diferentes con reservas ya probadas en diferentes bloques de la cuenca. Los operadores han perforado menos de mil pozos en Vaca Muerta en comparación con más de 12,200 en el Permian. Se espera que Vaca Muerta tenga una trayectoria de crecimiento similar a la de la cuenca de Permian u otras formaciones de *shale* de los Estados Unidos. La creciente inversión en Vaca Muerta por parte de los operadores internacionales es similar a las etapas iniciales de la cuenca del Permian desde 2008, convirtiéndose en una de las formaciones de *shale* más atractivas del mundo.

Potenciales zonas de navegación adicionales en Bajada del Palo Oeste



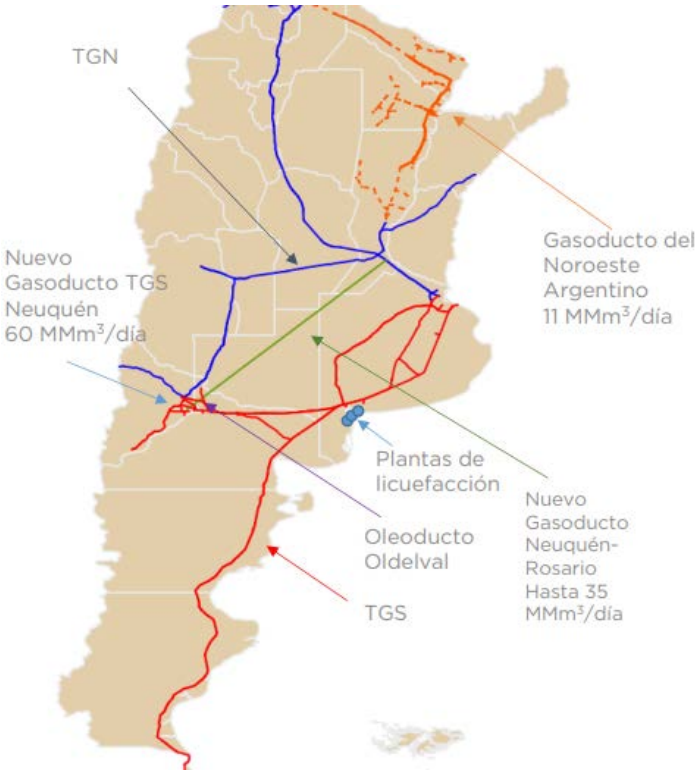
Fuente: Vista

Infraestructura Petrolera

La infraestructura de petróleo crudo en Argentina tiene una forma de semicírculo, conectando los principales campos de petróleo en el Oeste con las refinerías que se encuentran a lo largo de la costa Este de Argentina. Las refinerías están situadas a lo largo de la parte externa del semicírculo, desde Luján de Cuyo en la cuenca de Cuyo y Plaza Huincul en la cuenca neuquina al oeste, hasta la refinería de Puerto Galván en Bahía Blanca al este, así como varias refinerías en la provincia de Buenos Aires. El Sistema de Oleoductos del Valle S.A. ("Oldelval"), que se considera el oleoducto más relevante en Argentina ya que tiene 1700 km de ductos que transportan el 70% del petróleo producido en la cuenca neuquina, el 30% del petróleo producido en Argentina y, de lo que trasportan dichos ductos, el 31.5% es *shale* de Vaca Muerta. El Oldeval corre desde Puerto Hernández en la cuenca neuquina hasta Puerto Rosales cerca de Bahía Blanca, y que a través de 2 ductos de 14 pulgadas transportan aproximadamente el 70% de la producción de la cuenca neuquina, y tiene una capacidad aproximada de 150,000 bbl/d.

Infraestructura de Gas

La infraestructura para transporte de gas en Argentina incluye más de 30,000 km. La infraestructura de alta presión está dividida en 5 sistemas: una línea principal desde el Norte, 3 líneas del Oeste, y una línea desde el Sur, todas ellas transportan a la región de Buenos Aires.



Fuente: Secretaría de Gobierno de Energía de Argentina

La actividad en Vaca Muerta se ha desarrollado utilizando la infraestructura existente, pero esperamos que conforme la producción vaya aumentando se construya nueva infraestructura y se implementen mejoras a la infraestructura actual. Por ejemplo, TGS está construyendo un ducto de 92 km con una capacidad de 37 MMm3/d, que puede ser expandida hasta 56 MMm3/d, y una planta de acondicionamiento para adaptar la calidad del gas antes de entrar a los ductos de transporte. La inversión total se estima en US$800mm, con expansiones adicionales planeadas para el futuro. Inicialmente la planta de acondicionamiento tendrá una capacidad de 177 MMcf/d, pero podrá expandirse hasta 2.0 Bncf/d.

Marco Regulatorio del Petróleo y Gas en Argentina

Introducción al Mercado de Hidrocarburos

La ley de hidrocarburos de 1967 establece el marco legal básico para la exploración y producción de petróleo y gas natural. Aunque ha sido modificada a través de diversos decretos, esta ley sigue vigente. Las últimas modificaciones tuvieron el objetivo de mejorar las condiciones de inversión en la industria.

El 31 de octubre de 2014, el Congreso de Argentina aprobó la Ley No. 27.007, la cual modificó la Ley de Hidrocarburos en algunos aspectos relacionados principalmente a (i) la exploración y producción de hidrocarburos provenientes de fuentes no convencionales (que no estaban regulados en la Ley de Hidrocarburos anterior); (ii) la duración de las concesiones, y (iii) regalías, de acuerdo a lo siguiente:

- Permisos de Exploración: el plazo para los permisos de exploración convencional se divide en dos periodos de 3 años cada uno, más una prórroga discrecional de hasta 5 años. Por lo tanto, el plazo máximo del permiso de exploración se redujo de 14 a 11 años.

- Exploración no-convencional: el plazo de los permisos se divide en dos periodos de 4 años cada uno, más una prórroga discrecional de hasta 5 años, otorgando una vigencia máxima de 13 años. Para los permisos para operaciones costa afuera (*offshore*), el plazo se divide en dos periodos de 3 años cada uno (con prórroga discrecional de hasta 1 año para cada periodo) y una extensión adicional de hasta 5 años, dando un máximo de 13 años de duración.

- Concesiones: el plazo para la explotación de recursos convencionales se mantiene en 25 años. Para la explotación de recursos no-convencionales se establece un plazo de 35 años, incluida una prueba piloto de hasta 5 años. En el caso de la operación costa afuera (*offshore*), las concesiones se otorgan por periodos de hasta 10 años. Bajo la anterior Ley de Hidrocarburos las concesiones podían extenderse solo una vez por un periodo de 10 años. La nueva Ley No. 27.007 establece extensiones sucesivas para la explotación de recursos convencionales y no-convencionales por periodos de 10 años cada una. Incluso las concesiones que se dieron con anterioridad a esta modificación o que ya se hubieran extendido una vez, podrán ser extendidas nuevamente.

- Reserva de áreas y método de transporte: la Ley No. 27.007, desde su entrada en vigor, eliminó la posibilidad de que el gobierno de Argentina y las Provincias puedan reservarse áreas para la explotación exclusiva a través de entidades públicas o compañías con participación estatal. Sin embargo, los contratos ya celebrados por dichas entidades públicas o compañías con participación estatal para la exploración y desarrollo de áreas reservadas se regirán bajo la regulación anterior a la Ley No. 27.007.

- Permisos de exploración y concesiones de explotación: la Ley No. 27.007 actualizó los valores de los derechos aplicables. En el caso de permisos de exploración, establece la

posibilidad de compensar hasta el 90% con inversiones en exploración durante el segundo periodo del plazo y durante la extensión, según sea aplicable.

- Regalías: la tasa del 12% establecida en la Ley de Hidrocarburos original se mantuvo. También se mantiene la posibilidad de reducir la tasa en casos excepcionales en hasta 5%, así como la posibilidad de aumentarla en 3% para extensiones sucesivas. La nueva ley, ahora introduce un límite máximo de 18% para todos los casos. Adicionalmente, contempla la posibilidad de aplicar una tasa reducida de hasta 50% para proyectos (i) de producción en que se apliquen técnicas de recuperación mejorada del petróleo (Enhanced Oil Recovery —EOR— o Improved Oil Recovery —IOR—), (ii) de explotación de petróleos extrapesados (aquellos que requieran tratamiento especial por calidad inferior del crudo o viscosidad) y (iii) de explotación *offshore*.

La ley No. 27.007 establece que el Estado nacional deberá incluir al régimen de promoción de inversión a los proyectos que requieran una inversión de US$250MM o más durante un periodo de 3 años (el "Régimen de Promoción de Inversión"). Con anterioridad a esta modificación de la Ley No. 27.007, los beneficios de este régimen aplicaban únicamente a los proyectos con una inversión de más de US1,000 millones en un periodo de 5 años.

Los beneficios bajo el Régimen de Promoción de Inversión se reconocerán después del tercer año y contemplarán el derecho a vender hasta 20% de la producción del proyecto a precios de los mercados internacionales para proyectos costa afuera (*offshore*) ya sean convencionales o no-convencionales, y 60% de la producción para proyectos costa afuera (*offshore*). Serán considerados proyectos costa afuera (*offshore*) aquellos en los cuales la perforación de pozos sea realizada en locaciones donde la distancia entre el lecho marino y la superficie, medida en la ubicación del pozo, en promedio entre el alta y la baja marea supere los 90 metros.

La Ley No. 27.007 también establece dos contribuciones a ser pagadas a las Provincias en relación con los proyectos amparados en este Régimen de Promoción de Inversión: (i) 2.5% del monto de la inversión inicial que será destinado a proyectos de responsabilidad social corporativa, a ser pagado por el titular del proyecto, y (ii) una contribución, a ser determinada por la Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas ("CPCE"), creada por el Decreto No. 1.277/2012, que tomará en cuenta la magnitud y el alcance del proyecto para financiar obras de infraestructura en la provincia relevante, a ser pagado por el Gobierno de Argentina.

Finalmente, la Ley No. 27.007 establece que el Gobierno de Argentina y las Provincias propiciarán la adopción de un tratamiento fiscal uniforme que promueva las actividades en materia de hidrocarburos.

Las concesiones en Argentina están reguladas por las leyes de Argentina y la resolución de cualquier controversia que involucre al Gobierno argentino, deberá ser solventada en cortes federales, aunque las cortes de las Provincias podrán tener jurisdicción en ciertos asuntos.

En septiembre de 2016, la Resolución No. 212/2016 del entonces Ministerio de Energía y Minería estableció cuatro nuevos precios para los Punto de Ingreso al Sistema de Transporte ("PIST") para el gas natural, y un nuevo esquema de tarifas para los usuarios que compran gas de distribuidores. Esta resolución también establece que hasta la liberalización de los precios PIST, el Ministerio de Energía de Argentina aprobaría el precio cada 6 meses (abril y octubre). Al ser aplicada esta regulación, el precio promedio para usuarios residenciales pasó de US$1.29 /MMBtu a principios de 2016 a US$4.68 / MMBtu en abril 2018.

En octubre de 2017, el Ministerio de Energía y Minería de Argentina determinó la terminación de los acuerdos sobre precios de petróleo crudo y gasolinas. Se liberaron los precios locales una vez que alcanzaron los niveles de los precios internacionales, y a partir de entonces mantienen paridad con éstos y se sujetan por completo a las reglas del mercado.

La fuerte depreciación del Peso Argentino ocurrida durante 2018, provocó que las refinerías y los productores hicieran acuerdos para minimizar el aumento en los precios. Esto ocasionó un desajuste temporal de los precios locales en Argentina en relación con los precios internacionales. El "Plan Gas" fue eliminado en diciembre de 2017, y como consecuencia, los subsidios para la producción de gas convencional se eliminaron. El aumento en el precio recibido por los productores de gas natural, primero debido al "Plan Gas", y después debido al incremento en los precios locales del gas, atrajeron inversión a proyectos de producción (*upstream*) provocando que se revirtiera el decremento en producción de gas de los últimos años. Este proceso permitió a Argentina a reducir las importaciones de gas natural y comenzar a exportar gas durante los meses de verano (cuando la demanda local disminuye).

Exploración y Producción

La exploración y producción de petróleo y gas natural se lleva a cabo a través de permisos de exploración y concesiones de explotación. Sin embargo, la Ley de Hidrocarburos permite el reconocimiento de la superficie de territorios no cubiertos por los permisos de exploración o las concesiones de explotación. La información obtenida durante el ejercicio de reconocimiento de la superficie debe ser puesta a disposición de la autoridad, quien tendrá prohibido hacer pública dicha información por un periodo de 2 años sin el consentimiento de quien llevó a cabo la exploración, excepto si es en conexión con el otorgamiento de los permisos de exploración o concesiones de explotación.

En caso de que el titular de un permiso de exploración descubra que la tierra es explotable para producir cantidades comercialmente viables de petróleo o gas, dicha persona podrá obtener la concesión exclusiva para la producción y explotación de esas reservas. La concesión de explotación le otorga al titular el derecho exclusivo de producir petróleo o gas del área cubierta por la concesión, así mismo le da derecho al titular a obtener una concesión de transporte para poder transportar el petróleo o gas producido.

Bajo la Ley de Hidrocarburos, los titulares de los permisos de exploración y las concesiones de explotación están obligados a llevar a cabo todos los trabajos necesarios para encontrar o extraer hidrocarburos utilizando técnicas apropiadas y a hacer las inversiones especificadas en sus permisos o concesiones respectivas. Adicionalmente, los titulares deben evitar dañar los campos y deben manejar de forma adecuada el desperdicio para prevenir accidentes o causar daños a actividades de agricultura, pesca, comunicaciones y marítimas, y deben cumplir con todas las leyes y regulaciones federales, de provincia y locales aplicables. Una falta en este sentido puede provocar que el Gobierno federal o provincial que otorgó los permisos o concesiones los pueda revocar o terminar de forma anticipada, según aplique. Recientemente, Gobiernos de las Provincias han revocado algunas concesiones argumentando que no se habían llevado a cabo las inversiones requeridas.

Los titulares de los permisos y concesiones deben pagar un canon (cuota) anual o derechos, cuyo cálculo se basa en el área territorial cubierta por dicho permiso o concesión (de acuerdo con la sección 7° de la Ley de Hidrocarburos). Los titulares de las concesiones de explotación están obligados a pagar por dichas concesiones y a hacer pagos de regalías al gobierno de Argentina.

Certificación de Reservas y Recursos en Argentina

La estimación de reservas y recursos en Argentina se rige principalmente por la Resolución No. 324/2006 de la Secretaría de Energía de Argentina y la Resolución No. 69-E/2016 de la Secretaría de Recursos Hidrocarburíferos. Este reglamento requiere que los titulares de permisos de exploración y concesiones de explotación presenten, a más tardar el 31 de marzo de cada año, estimaciones de las reservas y recursos de gas natural y petróleo existentes al 31 de diciembre del año anterior. Las estimaciones deben ser certificadas por un auditor externo y enviadas a la Secretaría de Energía. La información debe presentarse siguiendo los criterios aprobados por la "SPE" (*Society of Petroleum Engineers*), el "WPC" (*World Petroleum Council*) y la "AAPG" (*American Association of Petroleum Geologists*), los cuales son ampliamente aceptados internacionalmente.

Bajo estas definiciones, las reservas son aquellas cantidades de hidrocarburos líquidos y gaseosos que se espera sean recuperables comercialmente mediante la aplicación de proyectos de desarrollo a acumulaciones conocidas a partir de una fecha determinada y en condiciones definidas. Las reservas deben satisfacer cuatro criterios: descubiertas, recuperables, comerciales y restantes (a la fecha de la evaluación) basados en los proyectos de desarrollo aplicados.

Adicionalmente, de acuerdo con el grado de certeza que será comercialmente recuperable, las reservas se clasifican como probadas, probables y posibles. Se espera que las reservas desarrolladas probadas se recuperen de los pozos e instalaciones existentes, mientras que las Reservas Probadas No Desarrolladas son cantidades que se espera recuperar mediante inversiones futuras. Por otra parte, la estimación de las "reservas probadas de petróleo y gas natural", basada en la Resolución No. 324/2006 de la Secretaría de Energía de la Nación y en la Resolución No. 69-E/2016 de la Secretaría de Recursos Hidrocarburíferos, puede diferir de las normas exigidas por los reglamentos de la SEC. Véase la sección "*FACTORES DE RIESGO - Los estimados sobre reservas de petróleo y gas se basan en supuestos que podrían ser inexactos* ".

Los recursos contingentes son aquellas cantidades de hidrocarburos que, a una fecha determinada, se estima que pueden recuperarse potencialmente de acumulaciones conocidas mediante las técnicas actuales, pero que el proyecto o proyectos aplicados aún no se consideran suficientemente maduros para su desarrollo comercial debido a una producción poco rentable o a la falta de un mercado viable. La estimación de recursos prospectivos es definida por SPE/WPC como aquellas cantidades de petróleo que se estiman, en una fecha determinada, potencialmente recuperables de acumulaciones no descubiertas, las cuales no es necesario reportar.

Los criterios técnicos y económicos (incluyendo precios de venta esperados, inversiones proyectadas, evolución de los costos operativos, administrativos y de transporte, impuestos y derechos estimados) utilizados para estimar las reservas y los recursos contingentes son definidos por los operadores y están sujetos al control de auditores externos, quienes validan la información presentada a la Secretaría de Energía para su certificación oficial.

La información incluida en este apartado del prospecto relativa a las reservas probadas de Argentina ha sido elaborada a partir de información oficial y de dominio público de la Secretaría de Energía de Argentina. Las referencias a las "reservas probadas" de Argentina siguen la definición de "reservas probadas" que figura en las directrices publicadas por la Secretaría de Energía de Argentina. Sin embargo, la información sobre las reservas probadas de Vista incluida en este prospecto ha sido preparada de acuerdo con las definiciones de la Regla 4-10(a) de la Regulación S-X o del Sistema de Gestión de Recursos Petrolíferos de la *Society of Petroleum Engineers' Petroleum Resources Management System*, que difieren de las directrices pertinentes publicadas por la Secretaría de Energía de la Nación. A título ilustrativo, los volúmenes de reservas probadas de 2017 correspondientes a los yacimientos adquiridos por Vista fueron de 52.2 MMboe de acuerdo a la Regla 4-10(a) de la Regulación S-X y 55.8 MMboe de acuerdo a la Secretaría de Energía de la Nación (es decir, una diferencia de 6.8% entre dichos volúmenes).

Transporte

La Ley de Hidrocarburos provee a los productores de hidrocarburos a obtener del Gobierno argentino una concesión de 35 años para el transporte de petróleo, gas y productos derivados a través de una licitación pública. Los productores están sujetos a las provisiones del Programa de Estímulo de Gas Natural, y para transportar sus hidrocarburos no necesitan participar en una licitación pública. El plazo de las concesiones de transporte puede extenderse por hasta 10 años adicionales, a través de una aplicación para dicha extensión al gobierno de Argentina.

El concesionario tiene derecho a transportar petróleo, gas y productos refinados y a construir y operar oleoductos, ductos para gas, instalaciones de almacenamiento, estaciones de bombeo, plantas de compresión, carreteras, ferrovías y otro tipo de infraestructura y equipamiento necesario para la operación eficiente del sistema de oleoductos. Si bien el concesionario está obligado a transportar

hidrocarburos de terceros a cambio de una comisión sin discriminación, esta obligación aplica únicamente si dicho productor tiene capacidad excedente una vez que sus necesidades de transporte propias ya hayan sido cubiertas.

Las tarifas están sujetas a la aprobación de ENERGAS o la Secretaría de Energía de Argentina, dependiendo si lo que está siendo transportado es gas o petróleo crudo. La Resolución SE No. 5/04, según fue modificada, establece las tarifas máximas:

- Para las tarifas de transporte de hidrocarburos a través de oleoductos y ductos de propósito múltiple, así como para las tarifas del almacenamiento, el uso de boyas y el manejo de hidrocarburos líquidos, y

- Que pueden ser deducidos en relación con el transporte de petróleo crudo por aquellos productores que, a la fecha de la regulación, transportan su producción a través de ductos propios no-regulados, con el objetivo de determinar regalías.

Al momento de la expiración de las concesiones de transporte, la propiedad de los ductos e instalaciones relacionadas se transferirá al gobierno de Argentina sin ninguna contraprestación en favor del concesionario.

El 7 de febrero de 2019, el gobierno argentino emitió el Decreto No. 115/2019, que modifica algunas disposiciones relevantes del Decreto No. 44/1991. En virtud de este reglamento, los titulares de concesiones de transporte de productos de hidrocarburos (tanto las concesiones existentes como las nuevas) tendrán derecho a celebrar contratos de transporte marítimo para la prestación de servicios de transporte, cuyos precios y volúmenes se acordarán libremente con los cargadores. Además, el Decreto 115/2019 establece que la capacidad no contratada o no utilizada (*capacidad disponible*), permanecerá sujeta al *acceso abierto* en virtud de la Ley de Hidrocarburos y el Decreto 44/1991. Para dicha capacidad disponible (a ser informada anualmente por los titulares de las concesiones), la Secretaría de Energía de la Nación establecerá la tarifa correspondiente (a ser reestablecida cada 5 años). Con respecto a la ampliación de los gasoductos existentes, la Secretaría de Energía de Argentina proporcionará un mecanismo para asignar esa nueva capacidad mediante nuevas concesiones. Además, el nuevo reglamento autoriza a la Secretaría de Energía de Argentina a definir los términos y condiciones para convocar licitaciones públicas para el otorgamiento de concesiones de transporte con base en propuestas de los inversionistas (lo que les dará a estos inversionistas un estatus preferencial), o para convocar licitaciones públicas con base en la demanda de servicios de transporte (por un plazo inicial de 35 años, seguido de periodos de prórroga de 10 años posteriores).

Agencia Gubernamental Autorizada

La Secretaría de Energía es la agencia federal gubernamental encargada de la aplicación de la Ley de Hidrocarburos. Sin embargo, el Poder Ejecutivo está a cargo de determinar las áreas en las que actividades relacionadas con hidrocarburos deben ser promovidas, y junto con los Gobiernos de las Provincias, está a cargo del otorgamiento de permisos y concesiones. De acuerdo con la Ley de Federalización de los Hidrocarburos No. 24.145, cada Provincia tienen la autoridad de hacer cumplir la Ley de Hidrocarburos en su propio territorio.

Bajo el Decreto No. 585/18, el antiguo Ministerio de Energía y Minería se convirtió en el Ministerio de Energía de Argentina, ya que el Ministerio de Producción se quedó con las facultades relacionadas a minería. Unos meses más tarde, a través del Decreto No. 801/2018, el Ministerio de Energía fue absorbido por el Ministerio de Hacienda. En este contexto, el Ministerio de Energía y Minería se convirtió en la Secretaría de Energía bajo la supervisión del Ministerio de Hacienda. Para propósitos de este prospecto, la Secretaría de Energía, significa la Secretaría de Energía bajo supervisión del Ministerio de Hacienda y/o cualquier Compañía Predecesora, y/o cualquier otra agencia federal gubernamental de Argentina que esté a cargo de la aplicación de la Ley de Hidrocarburos en el futuro, según sea aplicable.

Empresa Estatal de Energía

En octubre de 2004, el Congreso Argentino aprobó la Ley 25,943 que creó una nueva empresa estatal de energía, ENARSA (que posteriormente se renombró como IEASA). Los objetivos de IEASA son, a través de terceros o mediante operaciones en conjunto con terceros, (i) estudiar, explorar y explotar las reservas naturales de hidrocarburos; (ii) el transporte, procesamiento y comercialización de hidrocarburos y sus productos derivados, directa o indirectamente; (iii) el transporte y distribución de gas natural; y (iv) la generación, transporte, distribución y comercialización de electricidad. Asimismo, el artículo 2 de la Ley 25,943 otorgó a IEASA todas las concesiones de exploración respecto a todas las áreas costa afuera (*offshore*) ubicadas a más de 12 millas náuticas desde la costa hasta el límite exterior de la plataforma continental, que quedaron vacantes a la entrada en vigor de la Ley del 3 de noviembre de 2004. Sin embargo, ese artículo fue posteriormente derogado por el artículo 30 de la Ley 27.007, que contempla la reversión y transferencia de todos los permisos de exploración y concesión de las áreas costa afuera (*offshore*) nacionales a Ministerio de Energía y Minería, para las cuales no hubo acuerdos de asociación firmados con IEASA en el marco de la Ley 25.943. La Ley 27.007 eximió de dicha reversión los permisos de exploración y las concesiones de explotación existentes a la entrada en vigor de dicha ley que se habían otorgado antes de la Ley 25,943. De esta manera, las áreas costa afuera (*offshore*) de Argentina, con las especificaciones mencionadas, están nuevamente bajo la jurisdicción del Gobierno Nacional y pueden otorgarse a través de los mecanismos previstos en la Ley de Hidrocarburos y otras leyes que la complementan.

En noviembre de 2017, el Poder Ejecutivo de Argentina decretó la fusión de ENARSA y EBISA (Emprendimientos Energéticos Binacionales S.A.), siendo la primera empresa la fusionante, ahora conocida como IEASA (Integración Energética Argentina S.A.). Asimismo, la regulación instruye al Ministerio de Energía y Minería a promover las medidas para despojarse de las participaciones de ciertas plantas de generación de energía.

Requerimientos de Capital

La Ley de Hidrocarburos requiere que, para participar en cualquier actividad de exploración, producción o transporte de petróleo y gas, las empresas deben cumplir con ciertos requerimientos de capital y estándares de solvencia financiera.

La Resolución No. 193/03 establece que, para recibir y mantener los permisos o concesiones, el titular del permiso o concesionario debe tener un capital mínimo de AR$2 millones, en el caso de áreas terrestres, y de AR$20 millones, en el caso de las áreas costa afuera, y que dicho capital mínimo debe mantenerse durante todo el periodo del permiso o concesión. El incumplimiento de este requisito puede dar lugar a sanciones, incluidas multas o incluso la eliminación del registro de las compañías de petróleo y gas del Ministerio de Energía. Hasta el 70% de estos requerimientos de capital pueden satisfacerse mediante garantías financieras o de otro tipo.

Mercado de Petróleo Crudo

Buscando fomentar la inversión y la producción, se han emitido varias resoluciones relacionadas con el mercado de petróleo crudo. La Resolución No. 394/2007, que impuso nuevas restricciones a las exportaciones de crudo al fijar su precio, tuvo el efecto de dejar a los productores indiferentes al decidir entre atender el mercado local o el internacional, ya que el estado capturaría cualquier ingreso extraordinario que el productor pudiera ganar con las exportaciones.

La producción de petróleo crudo ha mostrado una tendencia a la baja en los últimos años. Por lo tanto, como fue el caso en el mercado del gas, el Gobierno argentino comenzó a buscar herramientas y regulaciones que pudieran reiniciar el camino hacia el crecimiento. A tal efecto, el Gobierno argentino creó el programa Petróleo Plus (Resolución No. 1312/2008).

Según el programa Petróleo Plus, los productores de petróleo capaces de demostrar un aumento en su producción de petróleo y la reposición de sus Reservas Probadas tenían derecho a una serie de

créditos fiscales que podían aplicar al pago de derechos de exportación sobre su petróleo, NGL y otros subproductos que se establecen bajo la Resolución No. 394/2007. El programa Petróleo Plus entró en vigor el 1 de diciembre de 2008, con efecto retroactivo al 1 de octubre de 2008. Estos certificados de crédito fiscal emitidos por la Secretaría de Energía Eléctrica son transferibles.

En febrero de 2015, se publicó la Resolución No. 14/2015 de la CPCE, que creó el Programa de Estímulo a la Producción de Petróleo (el "Programa de Estímulo al Petróleo"). Las compañías que participan en el Programa de Estímulo al Petróleo, acordaron un piso de producción mínimo (la "Producción Base") y podrían esperar recibir US$3/bbl o US$2/bbl (para el mercado nacional y de exportación, respectivamente) por cualquier barril que exceda la Producción Base hasta un precio máximo por barril de US$70/bbl para el petróleo denominado Escalante y US$84/bbl para el petróleo denominado Medanito.

El 13 de julio de 2015, el Gobierno argentino, a través del Decreto No. 1,330/2015, finalizó el programa Petróleo Plus, estableciendo una compensación pagadera en bonos soberanos argentinos (es decir, aquellos denominados BONAR 2018 y BONAR 2024) por créditos fiscales acumulados, pero no pagados en virtud de este programa.

El 11 de enero de 2017, el Gobierno argentino, los productores y los refinadores firmaron el "Acuerdo para la Transición a Precios Internacionales de la Industria Hidrocarburífera Argentina" estableciendo un esquema predefinido con respecto al precio del barril de petróleo producido en Argentina para seguir los precios internacionales.

El 20 de marzo de 2017, el Gobierno argentino, a través del Decreto No. 192/2017, creó un registro que requiere la autorización de la Secretaría de Energía para proceder con la importación de petróleo crudo o de ciertos derivados.

Como consecuencia, luego de la terminación del Acuerdo para la Transición a Precios Internacionales de la Industria Hidrocarburífera Argentina y el Decreto No. 192/2017, los precios actuales en el mercado nacional de crudo y combustibles refinados son establecidos libremente por los participantes del mercado y determinados por oferta y demanda.

A partir del 1 de enero de 2017, se puso fin a la capacidad del Gobierno argentino para establecer las tasas aplicables a los impuestos de exportación del petróleo crudo, creada por la Ley No. 25.561. Por lo tanto, a partir de esta fecha, no existen retenciones a las exportaciones de hidrocarburos.

En septiembre de 2018, el Gobierno argentino restableció, mediante el Decreto No. 793/2018, impuestos de exportación del 12% sobre productos básicos con un tope de AR$4 por cada US$1 para todos los productos primarios de exportación (AR$3 por cada US$1 para el resto de los productos). Según el proyecto de ley del Presupuesto Federal de 2019, estas obligaciones estarán vigentes hasta diciembre de 2020. Además, el 2 de enero de 2019, el Decreto No. 1201/2018 impuso exportación de servicios gravables, según se define en el Código Aduanero Argentino (Ley No. 22.415), modificada por la Ley de Presupuesto Público No. 27.467 (es decir, servicios prestados en el país, utilizados o explotados efectivamente en el extranjero), prestados para una consideración evaluable y no bajo una relación laboral, con un impuesto de exportación del 12% (con un límite de AR$4 por cada US$1) a partir del 1 de enero de 2019 al 31 de diciembre de 2020.

Estabilidad de los Precios de Combustibles

A principios de la década de 2000, se hizo un esfuerzo por mitigar el impacto del aumento significativo de los precios internacionales del petróleo y sus derivados en los precios internos y garantizar la estabilidad de los precios del petróleo crudo, la gasolina y el diésel, a solicitud del Gobierno argentino. Los productores de hidrocarburos y las refinerías celebraron una serie de acuerdos temporales que contenían límites de precios con respecto a las entregas de petróleo crudo. A fines de 2004, a la luz de los aumentos en el WTI, el Gobierno argentino estableció una serie de medidas para garantizar el suministro de petróleo crudo a los refinadores locales a niveles de precios consistentes con

el precio minorista local de los productos refinados. Posteriormente, cuando los precios internacionales bajaron en 2014, el Gobierno, los productores y los refinadores acordaron un precio local del petróleo superior al internacional para mantener el nivel de actividad en el segmento de producción (*upstream*).

En octubre de 2017, la Secretaría de Gobierno de Energía de Argentina determinó la finalización del acuerdo para el precio interno del petróleo crudo y los combustibles. Los precios internos se liberaron después de haber alcanzado el nivel de los precios internacionales y, a partir de ese punto, se ha mantenido la paridad de los mismos con una operación completa de las reglas del mercado. Los productores y refinadores actualmente negocian libremente los precios de compra y venta del petróleo.

Sin embargo, la fuerte depreciación del Peso Argentino durante el 2018 impidió a los productores de petróleo captar los aumentos en los precios de las materias primas, dada la incapacidad de los refinadores para traspasar a los precios los aumentos de los costos de bombeo. Esto llevó a un desacoplamiento temporal de los precios del petróleo crudo en Argentina de los precios del petróleo crudo en el mercado internacional.

Mercado de Gas

El aumento en el precio recibido por los productores de gas natural, primero por el "Plan Gas" y, posteriormente, por el aumento en los precios internos del gas, atrajo inversiones en proyectos de producción de gas (*upstream*) y revertió la disminución en la producción de gas en los últimos años. Este proceso permitió a Argentina reducir las importaciones de gas natural e incluso exportar volúmenes de gas en los meses de verano, cuando la demanda estacionaria interna es menor.

Sin embargo, la reciente inestabilidad macroeconómica que enfrentan los mercados emergentes y la economía argentina, en particular, tuvo un impacto en el sector de petróleo y gas, entre otras industrias. Entre el 2 de mayo de 2018 y el 1 de octubre de 2018, el tipo de cambio se deslizó de 20.9 a 38.7 Pesos Argentinos por Dólar según la tasa de compra de Dólares publicada por el Banco de la Nación Argentina. Debido al hecho de que los precios internos de los usuarios finales se establecen en la moneda local, las compañías de producción (*upstream*) no pudieron traspasar el aumento, por lo que cobraron precios inferiores en Dólares. Si bien los precios del gas natural en Argentina están denominados en Dólares, las tarifas pagadas por los usuarios finales regulados están denominadas en moneda local. En este contexto, debido a la imposibilidad de ajustar las tarifas en el corto plazo, los precios de los productores disminuyeron de un promedio de US$4.4 por MMBtu en 2017 a US$4.4 por MMBtu en promedio en 2018 para el gas entregado a clientes regulados.

Varias reformas del mercado del gas se hicieron con la finalidad de regular el suministro de gas para asegurar que se cumpla el suministro de la demanda prioritaria. Esta estructura se conoce como el "acuerdo de los productores", dividiendo la demanda las siguientes categorías: (i) demanda prioritaria (residencial), (ii) gas natural comprimido, (iii) plantas industriales y eléctricas, y (iv) exportaciones. Cada segmento paga un precio diferente por el gas, siendo los segmentos industriales y de exportación los únicos segmentos con precios de mercado de flotación libre. Los precios en moneda local de los segmentos regulados, excepto el segmento de demanda prioritaria, experimentaron ligeros aumentos en los últimos años, para acercarlos gradualmente al precio no regulado, que era mucho más alto que los precios en los otros sectores.

El 6 de marzo de 2017, el Ministerio de Energía emitió la Resolución No.46-E/17, que creó el “Programa de Estímulo para la Producción No Convencional”, con el objetivo de promover inversiones en la producción de gas no convencional (gas compacto, de arenas compactas, o gas de *shale*) en campos ubicados en la cuenca neuquina. Al determinar el valor de las tarifas para el servicio público en la distribución de gas para 2017, el Ministerio de Energía emitió la Resolución 74/2017 el 30 de marzo de 2017, que adoptó los valores de punto de entrada del gas para el sistema de transporte y es aplicable a partir del 1 de abril de 2017. Además, el 30 de noviembre de 2017, el Ministerio de Energía emitió la Resolución 474-E/2017 que adoptó los valores de punto de entrada del gas para el sistema de transporte y es aplicable a partir del 1 de diciembre de 2017.

Panorama de la industria del petróleo y gas en México

México es el undécimo mayor productor de petróleo del mundo y tiene la cuarta reserva probada de petróleo más grande en América Latina, después de Venezuela, Brasil y Ecuador, lo cual lo convierte en uno de los destinos más atractivos para la inversión en actividades de E&P de hidrocarburos en el mundo. México cuenta con importantes recursos de hidrocarburos, con reservas estimadas de petróleo y gas desarrolladas y no desarrolladas de 8.5 Bnboe, reservas totales probadas, probables y posibles de 25.5 Bnboe y recursos prospectivos estimados de 112.8 Bnboe, en cada caso al 1 de enero de 2018. Existen múltiples formaciones para desarrollar campos productivos en todo el país y muchas oportunidades para aprovechar las recientes reformas en el sector energético.

Fuente: Wood Mackenzie

El subsuelo mexicano tiene múltiples formaciones geológicas y brinda oportunidades considerables en todo el espectro de riesgo, desde campos *on shore* hasta grandes proyectos en aguas profundas. Mientras que las reservas de petróleo y gas están fuertemente concentradas en las formaciones de la Cuenca Sudeste, estas reservas prospectivas se distribuyen en múltiples bloques y cuencas, lo que podría dar lugar a más oportunidades para que los participantes del sector de petróleo y gas accedan a reservas sin explotar. La producción total de petróleo de México ha disminuido de 3.33 MMbbl/d en 2005 a 1.75 MMbbl/d en 2018 debido al decaimiento en la producción del campo gigante de Cantarell, según la CNH. Sin embargo, existen oportunidades para que los operadores privados y Pemex aumenten la producción a través de la implantación de tecnologías nuevas para el aprovechamiento y explotación de campos técnicamente más demandantes, tanto en proyectos de exploración en aguas someras y profundas, hasta proyectos de recuperación secundaria y terciaria en campos convencionales *on shore* y exploración de recursos no convencionales.

Reservas Mexicanas de Petróleo y Gas al 1 de enero de 2019

(Bnboe)

		Reservas		
Cuenca Geológica	**Producción acumulada**	**Reservas Probadas No Desarrolladas y no desarrolladas**	**Reservas totales probadas, probables y posibles**	**Recursos prospectivos**
Sureste	48.3	7.1	17.2	14.4
Tampico Misantla	7.4	0.9	6.4	37.1
Burgos	2.5	0.2	0.4	14.0
Veracruz	0.9	0.2	0.5	2.0
Sabinas	0.1	0.0	0.0	14.3
Otros*	0.0	0.0	0.1	3.0
Aguas Profundas	0.0	0.1	0.9	28.0
Total México	59.2	8.5	25.5	112.8
Total Pemex	59.2	7.7	21.1	23.4
Resto de Oportunidades	—			
		0.8	4.4	89.4

* Incluye Cinturón Plegado de Chiapas y Plataforma Burro-Picachos

Fuente: Pemex y CNH.

Aunque los recursos más importantes se encuentran en los campos costa afuera (*offshore*) y no convencionales, todavía existe un potencial sustancial en las reservas convencionales *on shore*. Según la Revisión de Petróleo y Gas de México, hay aproximadamente 500 campos maduros que actualmente generan una producción agregada de aproximadamente 2,500 kbbl/d. La base de los recursos no convencionales de México se encuentra entre las más grandes del mundo y está ubicada a unos cientos de millas de distancia de los bloques de *shale* más desarrolladas de los Estados Unidos, con los que las formaciones de México comparten muchas similitudes. Según la EIA, los recursos de *shale* técnicamente recuperables, son potencialmente mayores que las reservas convencionales probadas del país y están estimados en 545 Tcf de gas natural y 13.1 Bnbbl de petróleo, son potencialmente mayores que las reservas convencionales probadas del país.

Múltiples formaciones de E&P por cuencas

Fuente: EIA.

Las oportunidades de inversión privada se encuentran disponibles en toda la industria energética de México, incluida la exploración y producción de petróleo y gas, el desarrollo, la construcción y la gestión de la nueva capacidad de gasoductos y el refuerzo de la capacidad existente, el desarrollo y la construcción de instalaciones de almacenamiento y transporte de líquidos y gas, y la modernización del sector de estaciones de gasolina del país, entre otros, que requerirán montos importantes de capital.

Además de estas fuentes de oportunidades para la inversión privada, México tiene un potencial significativo para aumentar su producción de petróleo mediante la aplicación de técnicas secundarias y terciarias, mejorando significativamente los factores de recuperación actuales. Por ejemplo, un aumento de un punto porcentual en los factores de recuperación representaría un volumen de aproximadamente 1.6 Bnbbl (equivalente a más de dos años de la producción total de petróleo de México).

En conclusión, México es particularmente atractivo para la inversión de compañías de E&P, ya que presenta varias cuencas de hidrocarburos que están poco exploradas y subexplotadas debido a que el sector de E&P en México estuvo cerrado a la participación del sector privado durante más de 75 años y ahora se encuentra abierto a nuevos jugadores.

La Reforma Energética de 2013

La industria energética de México ha sufrido recientemente reformas históricas y vitales destinadas a fomentar el crecimiento y la modernización que creemos atraerán inversiones privadas significativas en el sector. En 2013, el Gobierno de México aprobó reformas constitucionales de gran alcance destinadas a modernizar la industria energética y a aumentar el acceso a las reservas de petróleo y gas del país, la capacidad de producción y la infraestructura general de abastecimiento para ayudar al crecimiento económico de México, aumentar los ingresos fiscales y fortalecer el presupuesto federal. Además, apoyándose en las reformas constitucionales aprobadas, el Congreso de México aprobó la legislación económica y técnica secundaria en agosto de 2014, impactando las actividades relacionadas con el sector de hidrocarburos en México, desde la producción hasta su comercialización, y desde la explotación de recursos hasta la generación de energía eléctrica.

Particularmente relevantes para la industria de petróleo y gas en México, las reformas buscan impulsar la exploración y producción de petróleo y gas al permitir la participación de inversionistas

privados por primera vez en 78 años y aumentar el acceso a la tecnología, la experiencia y el capital. Se considera que el marco regulatorio adoptado por las reformas ha acatado las mejores prácticas de regulación y transparencia a nivel internacional.

Las reformas otorgaron al sector de E&P una mayor independencia de Pemex. Antes de la reforma, la Constitución mexicana establecía que Pemex debía realizar, por sí sola, todas las actividades relacionadas con la industria del petróleo y el gas del país. Con la reforma energética, se incorporó a la Constitución la figura de los Contratos para la Exploración y Extracción (CEE) de hidrocarburos. Los CEE ahora permiten a las empresas privadas participar en el sector energético nacional, incluyendo las actividades de E&P como operadores o no operadores, con la capacidad de reportar reservas de petróleo y gas en sus estados contables. Además, derivado de la reforma Pemex puede asociarse con empresas privadas para realizar diversas actividades de la cadena productiva del sector, lo que le otorga acceso a capital, tecnología y conocimientos avanzados, además de permitir que se convierta en una Empresa Productiva del Estado más eficiente.

El sector de E&P de México ha recibido una gran atención por parte de la comunidad internacional, dado que la reforma energética de México ha incluido no sólo una serie de rondas para la adjudicación de CEEs de alto perfil, sino también mecanismos que permiten a Pemex contratar con mayor facilidad con empresas privadas e inversionistas a través de asociaciones (*farm-outs*) y migraciones de contratos de servicios integrados de E&P a CEEs. Hay tres formas principales para que las empresas privadas inviertan en el sector de E&P en México: las asociaciones (*farm-outs*) de Pemex, las migraciones de contratos de servicios de E&P y las rondas de licitación de la CNH.

Rondas de licitación de hidrocarburos

Como se ha venido mencionando, la reforma energética permitió a la CNH adjudicar CEE. La Secretaría de Energía de México ("SENER") es quien establece los requisitos de precalificación para cada ronda de licitación, las capacidades operativas, técnicas, financieras y legales requeridas, y posteriormente el proceso de licitación es realizado por un comité de miembros de la CNH.

Como parte de las reformas energéticas, la SENER lanzó un plan de licitación de hidrocarburos a cinco años (2015-2019) (el "Plan Quinquenal"), el cual, a la fecha del presente prospecto, no ha sido modificado por la actual administración del Presidente Andrés Manuel López Obrador. El Plan Quinquenal pretendía ser un plano de la estrategia del gobierno para aumentar la producción de hidrocarburos, reponer las reservas existentes y maximizar el interés de los participantes en futuras rondas de licencias. El Plan Quinquenal es considerado un pilar fundamental de la política energética de México y uno de los instrumentos clave para la implementación de las reformas energéticas. El Plan Quinquenal es publicado y actualizado cada año por SENER con aportes de la CNH, de forma que brindará a las autoridades la flexibilidad de adaptarse a las condiciones generales del mercado. SENER también buscará la opinión de los participantes y operadores de la industria para ofrecer las oportunidades más atractivas. El Plan Quinquenal es un fuerte compromiso de SENER que pretende brindar certidumbre y visibilidad a largo plazo en el sector.

A la fecha del presente prospecto, la CNH ha adjudicado y firmado 111 contratos de exploración y producción. De ellos, cerca de la mitad (46%) son terrestres, mientras que aproximadamente un tercio (29%) son de aguas someras y una cuarta parte (25%) de aguas profundas. En 2017, la producción alcanzó 38.7 Mbd de petróleo y 48.2 MMpcd de gas natural.

Hasta la fecha, el Gobierno mexicano ha completado con éxito la primera y la segunda ronda y la primera licitación de la tercera ronda. Ciento nueve bloques fueron adjudicados a través de once licitaciones diferentes, 39 en la Ronda 1, 50 en la Ronda 2 y 16 en la primera licitación de la Ronda 3. Diversas empresas internacionales de petróleo y gas han ganado bloques de estas rondas incluyendo, entre otros, Total, Shell, ENI, Petronas, Ecopetrol, Repsol, Murphy, Ophir, Premier, Statoil, DEA, Lukoil, CNOOC, Pan American, Fieldwood y Talos. Estos representan los primeros CEEs adjudicados en México desde 1938.

El 11 de diciembre de 2018, la CNH canceló la segunda y tercera licitación correspondiente a la Ronda 3. Lo anterior, en virtud de que la SENER requirió el retiro de todos los bloques que iban a licitarse para realizar un análisis mayor de los prospectos incorporados en las licitaciones. A la fecha de este prospecto, la CNH no ha publicado nuevas convocatorias para licitaciones.

Asociaciones (Farm-outs)

Las asociaciones (*farm-outs*) son un mecanismo por el cual el titular de una licencia a un recurso energético cede a un tercero una participación de la licencia. Pemex está utilizando asociaciones (*farm-outs*) para asociarse con operadores internacionales de exploración y producción que cuenten con los recursos financieros y la experiencia para acelerar el desarrollo y extraer valor de su amplia base de activos de hidrocarburos. El primer contrato de asociación (*farm-out*) se asignó a BHP Billiton en diciembre de 2016, lo que resultó en una asociación con Pemex para desarrollar el yacimiento Trion de aguas profundas en el área de Perdido.

En su plan de negocios 2017-2021, Pemex reveló un programa agresivo de asociación (*farm-outs*) destinado a atraer nuevos socios del sector privado. Los proyectos de asociación (*farm-outs*) incluyen oportunidades en yacimientos terrestres, de aguas someras y profundas. Algunos de estos campos ya se encuentran en la fase de producción y representan más de 1,000 kilómetros cuadrados y 4,139 MMboe de las reservas totales probadas, probables y posibles en México. Pemex estima que estos activos requerirán más de US$40 mil millones para desarrollar. Pemex espera aumentar la producción en sus campos en un 15% a través de estos acuerdos, según el Plan de Negocios 2017-2021 de Pemex.

El primer proyecto de asociación (*farm-out*), para el campo Trion, fue firmado en marzo de 2017 por Pemex y BHP Billiton. En marzo de 2017, la CNH comenzó un proceso de licitación para el segundo contrato de producción compartida con Pemex en aguas someras. Correspondiente al bloque de Ayín-Batsil en el Golfo de México y, en septiembre de ese mismo año, inició el proceso de asociación (farm-out) en el bloque de aguas profundas Nobilis Maximino. La primera licitación fue declarada desierta y el otro proceso fue cancelado en diciembre. En octubre de 2017, se finalizaron dos procesos de asociación en los bloques Cárdenas-Mora (reservas totales probadas, probables y posibles: 93.19 MMboe) y Ogarrio (reservas totales probadas, probables y posibles: 53.97 MMboe). Las asociaciones (farm-outs) fueron otorgadas a Cheiron Holding Limited y DEA Deutsche Erdoel AG, respectivamente.

En abril de 2018, se publicó la convocatoria de la Licitación CNH-A6-7 Asociaciones/2018 para la asociación con Pemex (*farm-outs*) para la extracción de petróleo en un grupo de áreas en los estados de Veracruz, Tabasco y Chiapas pero el pasado 13 de junio de 2019, la CNH la canceló al retirarse todos los campos a licitarse como la consecuencia de la renuncia presentada por Pemex Exploración y Producción a los proceso de migración que dieron origen a dicha licitación.

Servicios de E&P Migración de contratos

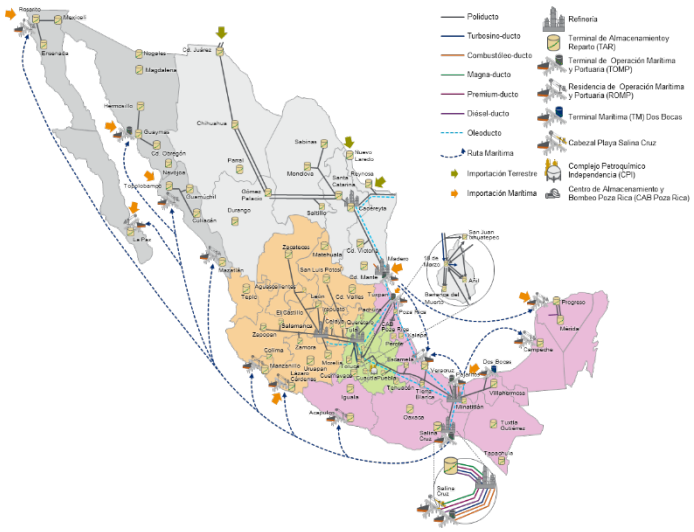
La reforma energética también permite que Pemex migre los contratos existentes de servicios de E&P integrados de petróleo y gas, a acuerdos o licencias de producción compartida, como un medio para continuar impulsando la inversión en el sector de E&P. Estos contratos fueron firmados por Pemex y empresas privadas antes de la reforma energética y fueron conocidos como Contratos Integrales de Exploración y Producción y Contratos de Obra Pública Financiada. Con el régimen reglamentario recientemente promulgado, se espera que estos contratos de servicios migren a contratos de servicios de E&P, transformando la relación con Pemex de ser un contratista de servicios a ser un aliado estratégico. Pemex ha identificado un total de 22 contratos de servicio que planea migrar en dos bloques separados. El proceso de migración de los contratos comenzó en 2015 y actualmente está en proceso.

Sector de servicios de petróleo y gas

A pesar de la creciente demanda de productos refinados en todo el país, México carece de una infraestructura eficiente de transporte, distribución y almacenamiento de productos derivados del

petróleo. Si bien los camiones y barcos continúan brindando un porcentaje significativo del transporte de petróleo refinado, existen oportunidades crecientes para proporcionar un sistema de transporte más eficiente para alcanzar la creciente demanda en los centros de consumo. Según la Perspectiva de Petróleo y Productos Refinados 2017-2031 de la Secretaria de Energía, la demanda de gasolina y diésel del sector del transporte automotriz creció de 2006 a 2016 con una tasa de crecimiento anual compuesto del 1.4% y 1.2%, respectivamente. Durante 2016, la demanda de productos licuados del petróleo aumentó un 2.9% en comparación con 2015, lo que representa una oportunidad de inversión potencial en infraestructura de almacenamiento y transporte de gas licuado.

El siguiente mapa muestra proyectos con el objetivo de mejorar la infraestructura existente y desarrollar una nueva infraestructura para el sector de productos refinados entre 2014 y 2018.



Fuente: SENER, Comisión Reguladora de Energía de México (“CRE”) y Pemex, 2015

Marco regulatorio de petróleo y gas en México

Upstream and Downstream

El 31 de diciembre de 2013, se promulgó el Decreto por el que se reformaron diversos artículos de la Constitución Política de México, dentro del cual se modificaron los artículos 25, 27 y 28 de la Constitución mexicana, con el cual se llevó a cabo la apertura de los sectores del petróleo, el gas natural y la energía a la inversión privada.

En agosto de 2014, el Congreso aprobó leyes secundarias para implementar las reformas constitucionales. Estas reformas permiten al gobierno mexicano otorgar contratos a entidades del sector privado en el sector de producción (*upstream*) a través de licitaciones públicas. Estas reformas también permiten que las entidades del sector privado obtengan permisos para el procesamiento, refinación, comercialización, transporte, almacenamiento, importación y exportación de hidrocarburos, incluyendo el procesamiento, compresión, licuefacción, regasificación, transporte, distribución, comercialización y venta al por menor de gas natural, el transporte, almacenamiento, distribución, comercialización y venta minorista de productos derivados del petróleo, incluidos los NGL, y el transporte (a través de ductos) y el almacenamiento de productos petroquímicos, incluido el etano.

La legislación promulgada en 2014 incluye la Ley de Hidrocarburos, que preserva el concepto de propiedad estatal sobre los hidrocarburos mientras éstos se encuentren en el subsuelo, pero permite a las empresas privadas obtener la propiedad de los hidrocarburos una vez que son extraídos. La Ley de

Hidrocarburos de México permite a las entidades del sector privado, con un permiso otorgado por la CRE, almacenar, transportar, distribuir, comercializar y realizar ventas directas de hidrocarburos, así como para poseer y operar tuberías y estaciones o terminales de licuefacción, regasificación, compresión y descompresión, y equipos relacionados de acuerdo con las regulaciones técnicas y de otro tipo. Además, las entidades del sector privado pueden importar o exportar hidrocarburos sujetos a un permiso otorgado por la SENER.

Los permisos otorgados antes de la promulgación de la Ley de Hidrocarburos de México, incluyendo sus términos y condiciones generales, permanecerán en vigencia durante su periodo original, y los derechos en poder de los titulares de permisos no se verán afectados por las nuevas leyes y regulaciones. Sin embargo, se requieren nuevos permisos, como los permisos de comercialización otorgados por la CRE, y los permisos de importación y exportación otorgados por la SENER. Además, la legislación requiere que las compañías petroleras hagan pequeños pagos porcentuales a los propietarios de terrenos por petróleo o gas extraído en su propiedad. También aumentó la cantidad de ingresos petroleros que se transferirán a los Gobiernos locales y estatales.

Certificación de Reservas y Recursos en México

El 13 de agosto de 2015, la Comisión Nacional de Hidrocarburos de México (“CNH”) publicó un conjunto de lineamientos (los "Lineamientos de la CNH") que rigen la valuación y certificación de las reservas de México y los recursos contingentes relacionados. Las Lineamientos de la CNH siguen las mismas normas internacionales SPE/WPC/AAPG, descritas con respecto al proceso de certificación de reservas y recursos en Argentina (ver "*Marco Regulatorio del Petróleo y Gas en Argentina* - Certificación de Reservas y Recursos"). Por lo tanto, los procesos de clasificación y certificación en México de reservas son similares a los descritos con respecto a Argentina.

Los criterios de valoración económica establecidos por la CNH para las Reservas Probadas también siguen las definiciones de la SEC en la Regla 4-10(a) de la Regulación S-X, la cual establece que el precio de venta será el precio promedio durante el periodo de 12 meses anterior a la fecha de terminación del periodo cubierto por el informe, determinado como un promedio aritmético no ponderado del precio del primer día del mes para cada mes dentro de dicho periodo.

Entidades reguladoras

Para las actividades de transformación (*midstream*) y distribución (*downstream*), incluyendo la refinación de petróleo y el procesamiento de gas natural, la Ley de Hidrocarburos establece un régimen de permisos otorgado por la SENER y la Comisión Reguladora de Energía, según corresponda. La Ley de Hidrocarburos también establece el proceso por el cual las entidades pueden solicitar estos permisos. La CRE comenzó a emitir permisos para la venta minorista de gasolina y diésel en 2016.

La SENER es responsable de desarrollar la política de producción (*upstream*) del país, incluyendo la determinación de qué áreas estarán disponibles a través de licitaciones públicas. La SENER decide el calendario de licitación y los modelos de contrato que se aplicarán. Además, aprueba todos los términos no fiscales del contrato. La Secretaria de Hacienda y Crédito Público (“SHCP”) aprueba todos los términos fiscales que se aplican a los contratos. La SCHP también participa en auditorías.

La CNH lleva a cabo las rondas de licitación que otorgan contratos a las compañías petroleras y consorcios de empresas. Interactúa con Pemex y empresas privadas, y administran todos los contratos de E&P. La CRE otorga los permisos de transporte, almacenamiento, distribución, compresión, licuefacción, descompresión, regasificación, comercialización y venta de petróleo crudo, productos derivados del petróleo y gas natural.

La Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos es una nueva agencia producto de las reformas energéticas. Esta agencia regula todas las cuestiones de seguridad y medio ambiente para el sector. El Centro Nacional de Control de Gas

Natural ("CENAGAS") es otra agencia federal creada recientemente, la cual es responsable de administrar el sistema de distribución y almacenamiento de gas, una tarea que anteriormente pertenecía a Pemex.

La COFECE es un organismo independiente del gobierno mexicano que tiene jurisdicción conjunta en las actividades de gas natural, NGL, productos derivados del petróleo y etano en relación con la prevención y la aplicación de medidas monopolísticas y concentraciones económicas. Con la aprobación de la COFECE, la CRE puede emitir nuevas regulaciones para desarrollar mercados competitivos en el sector de hidrocarburos, que pueden incluir restricciones de agrupación, limitaciones de los accionistas y límites en la participación de los operadores económicos en las actividades de marketing.

Compañía petrolera estatal

Como consecuencia de la reforma energética, Pemex se transformó de un organismo público descentralizado a una Empresa Productiva del Estado el 7 de octubre de 2014; día en que entró en vigor la nueva Ley de Pemex, con la excepción de ciertas disposiciones. Como una Empresa Productiva del Estado, Pemex sigue siendo propiedad del gobierno mexicano y tiene como objeto generar valor económico y aumentar los ingresos de la nación mexicana, sujeto a los principios de equidad, así como de responsabilidad social y ambiental.

Transporte

Antes de la reforma energética, Pemex tenía exclusividad en ciertas actividades como el procesamiento, almacenamiento, transporte, distribución y comercialización de productos derivados del petróleo. La reforma energética permite la participación del sector privado en la construcción y operación de las instalaciones de almacenamiento y transporte de productos petroleros.

El desarrollo de las actividades de transporte (*midstream*) y distribución (*downstream*) de gas natural, NGL, etano y otros derivados del petróleo, están sujetos a las disposiciones de la Ley de Hidrocarburos, la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, la Ley de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos, el Reglamento de la Ley de Hidrocarburos, el Reglamento relativo a las Actividades a que se refiere el Título Tercero de la Ley de Hidrocarburos y a las regulaciones ambientales y de seguridad aplicables. Las Disposiciones Administrativas de Carácter General emitidas por las autoridades energéticas y ambientales, las Normas Oficiales Mexicanas y los términos y condiciones establecidos en los permisos relacionados también regulan nuestras actividades. Véase la sección de "*FACTORES DE RIESGO - Riesgos relacionados con nuestro negocio e industria - Nuestras operaciones están sujetas a una extensa y cambiante regulación en los países en los que operamos*" de este prospecto.

La construcción y operación de las instalaciones de almacenamiento de gas natural, NGL, etano y productos petrolíferos, tuberías y sistemas de distribución, requieren permisos y autorizaciones gubernamentales de las autoridades federales, locales y municipales, como la CRE, la COFECE, SEMARNAT, ASEA y la SENER, derechos de paso de bienes raíces y otras autorizaciones relacionadas. Los permisos emitidos por la CRE también imponen una serie de obligaciones reglamentarias y términos y condiciones específicos comúnmente denominados "términos y condiciones generales".

Regulaciones del mercado

En el pasado, el Gobierno mexicano ha impuesto controles de precios en las ventas de gas natural, NGL, gasolina, diésel, aceite para uso doméstico, y otros productos. De acuerdo con la Ley de Ingresos de la Federación para el Ejercicio Fiscal de 2017, durante el 2017, el Gobierno mexicano eliminó gradualmente los controles de precios en la gasolina y el diésel como parte de la liberalización de los precios de los combustibles en México. Hasta la fecha, los precios de venta de la gasolina y el diésel se han liberalizado completamente y están determinados por el mercado.

Ley Federal de Responsabilidad Ambiental

La Ley Federal de Responsabilidad Ambiental promulgada el 7 de julio de 2013, regula la responsabilidad ambiental que deriva de los daños al medio ambiente, incluyendo la reparación y remediación. En el caso de una acción o inacción intencional e ilegal, la parte responsable será multada por hasta aproximadamente 48 millones de Pesos mexicanos a partir de 2017. Este régimen de responsabilidad es independiente de los regímenes de responsabilidad administrativa, civil o penal, aplicables de acuerdo con la conducta realizada.

La responsabilidad ambiental puede atribuirse a una entidad por la conducta llevada a cabo, ya sea por sus representantes, gerentes, directores, empleados o funcionarios que están directamente involucrados en las operaciones. El plazo de prescripción para reclamar la responsabilidad ambiental es de 12 años a partir de la fecha del daño ambiental. Las leyes permiten que las partes interesadas resuelvan las controversias por medio de mecanismos alternativos de resolución de controversias, siempre que el interés público o los derechos de terceros no se vean afectados.

NUESTRO NEGOCIO

Nuestra Compañía

Vista fue constituida el 22 de marzo de 2017 mediante el instrumento público número 79,311, cuyo primer testimonio fue registrado ante el Registro Público de Comercio de la Ciudad de México, en el folio mercantil electrónico número N-2017024493, utiliza el nombre comercial “Vista Oil & Gas” y su vigencia es indefinida.

Somos una compañía independiente de petróleo y gas en América Latina que inició operaciones el 4 de abril de 2018. Somos propietarios de activos de producción convencionales de alta calidad, bajo costo de operación y altos márgenes que se ubican en Argentina y México, con la mayor parte de nuestra producción e ingresos originados en Argentina. Asimismo, la mayor parte de nuestras actuales actividades de perforación y reacondicionamiento de pozos, nuestras reservas probadas estimadas y activos están ubicados en Argentina, incluyendo nuestra producción actual de los pozos de Vaca Muerta. Bajo el mando de un Equipo de Administración de primera categoría a nivel mundial, buscamos generar sólidos retornos para nuestros accionistas, aprovechando nuestros excelentes activos convencionales en Argentina que generan fuertes flujos de efectivo, el aumento del factor de recuperación de petróleo de dichos activos, que actualmente es inferior al factor de recuperación promedio del 15% observado en yacimientos análogos *on shore* con mecanismo de drenaje con solución de gas, como así también las formaciones de *shale* altamente prospectivas en nuestros aproximadamente 134,000 acres netos en Vaca Muerta. Desde el inicio de nuestras operaciones, hemos incrementado nuestro acreage neto en Vaca Muerta agregando aproximadamente 15,000 acres netos y hemos adquirido participaciones del 50% en tres bloques *on shore* en México.

Al 31 de marzo de 2019, éramos el sexto mayor productor de petróleo en Argentina, de acuerdo con la Secretaría de Energía de Argentina. Reportamos una producción diaria promedio de 25,693 boe/d para el periodo de tres meses terminado el 31 de marzo de 2019. Nos proponemos alcanzar una producción diaria promedio de aproximadamente 65,000 boe/d para 2022 mediante el desarrollo de nuestra extensión de acres de *shale*, lo cual equivale a una tasa compuesta de crecimiento promedio del 28% anual con respecto a nuestra producción diaria promedio para el periodo de tres meses terminado el 31 de marzo del 2019. A la fecha de este prospecto nuestra cartera de activos incluye participaciones en 16 bloques de hidrocarburos, 13 de los cuales se encuentran ubicados en Argentina y 3 se ubican en México. Somos operadores de 10 de estos bloques, los cuales representan el 99% de nuestra producción neta. Contamos con aproximadamente 525,000 acres netos en Argentina y operamos el 96% de dicha superficie.

Al 31 de diciembre de 2018 contábamos con Reservas Probadas equivalentes a 57.6 MMboe en Argentina, 94% de ellas ubicadas en yacimientos convencionales, y de las cuales aproximadamente 60% consisten de petróleo. Hemos identificado más de 400 potenciales locaciones de alta rentabilidad dentro de la extensión de acreage de desarrollo en Vaca Muerta, que representan un inventario para perforación de 11 años aproximadamente, al tiempo que planeamos incrementar mediante la delineación adicional de nuestro acreage prospectivo, la evaluación de otros horizontes de navegación y reducción de distanciamiento entre pozos.

En nuestro primer año de operación logramos revertir seis años de declino en la producción de nuestros activos, con una tasa de crecimiento de la producción del 2.2% de trimestre a trimestre en el cuarto trimestre de 2018. Además, nuestra trayectoria de crecimiento de producción se aceleró en el primer trimestre de 2019, cuando nuestra producción creció 3.9% de trimestre a trimestre, impulsada por nuestro desarrollo no convencional de *shale* en Bajada del Palo Oeste y por la producción de México. Al final de marzo de 2019, produjimos más de 29,000 boe/d, en contraste con la producción de aproximadamente 25,000 boe/d correspondiente al final de febrero de 2019. Lo anterior sucedió como resultado de la reversión del declino de la producción convencional, junto con los excelentes resultados de nuestro desarrollo no convencional. Nuestro primer *pad* de 4 pozos fue completado a finales de

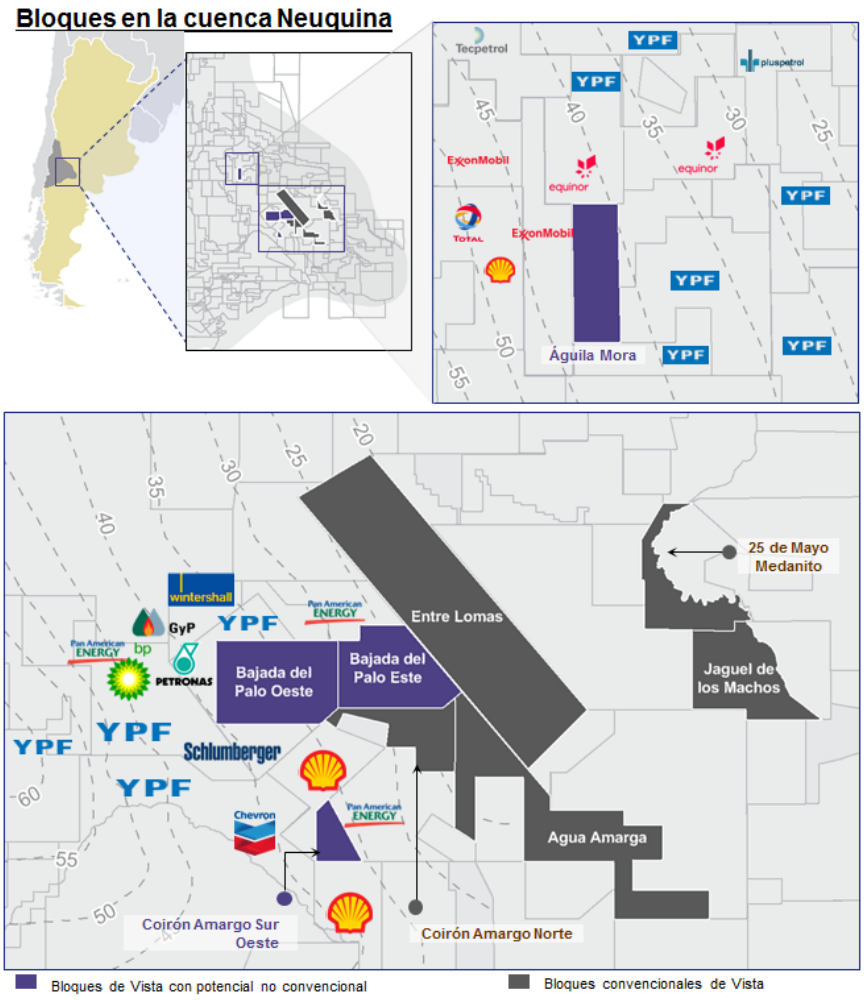
febrero de 2019 y logró llevar nuestra producción de *shale* de cero a un pico de 6,500 boe/d a mediados de abril de 2019 y el cual ha tenido una producción diaria promedio de 4,823 boe/d durante el periodo de tres meses terminado el 30 de junio de 2019. Desde el comienzo de nuestras operaciones, hemos reducido significativamente los costos operativos y maximizado la productividad de nuestros activos con tecnología de punta, optimizando los contratos de servicio y con contratos de pago por desempeño y eficiencias en costos.

Durante 2019, esperamos perforar un total de 34 pozos operados, de los cuales 16 pozos a ser perforados y conectados en nuestros bloques convencionales y 18 pozos a ser perforados en Bajada del Palo Oeste en Vaca Muerta (12 de los cuales serán completados este año). Nuestra inversión estimada en perforación, completación y construcción de instalaciones relacionadas a la actividad durante el 2019 es de aproximadamente de US$300 millones. Con dicha inversión esperamos (i) iniciar nuestro desarrollo sustentable de producción en Bajada del Palo Oeste, (ii) alcanzar una producción promedio diaria de 29,900 boe/d en 2019 y (iii) continuar construyendo infraestructura que nos permita lograr nuestro objetivo de producción promedio de 65,000 boe/d en 2022.

Nuestro presupuesto de costos de operación para 2019 totaliza aproximadamente US$143 millones (13.1 US$/boe de costo unitario promedio de operación) y estimamos un EBITDA Ajustado de US$225 millones para 2019, lo que representará un Margen de EBITDA ajustado estimado de 47%. La estimación del EBITDA ajustado implica riesgos e incertidumbres, muchos de las cuales están fuera de nuestro control. Para mayor información sobre nuestro EBITDA ajustado estimado, véase "*COMENTARIOS Y ANÁLISIS DE LA ADMINISTRACIÓN SOBRE LA SITUACIÓN FINANCIERA Y LOS RESULTADOS DE OPERACIÓN* " y "*FACTORES DE RIESGO*".

Crecimiento Impulsado por Vaca Muerta

El siguiente mapa muestra la ubicación de nuestras concesiones en Argentina —con excepción de los dos bloques no operados ubicados en las cuencas Noroeste y Golfo San Jorge - a la fecha de este prospecto:



Nuestras ventajas competitivas

Nuestras principales ventajas competitivas se describen a continuación:

Activos convencionales de alto margen. Nuestros principales activos convencionales son las concesiones Entre Lomas, Bajada del Palo Oeste, Jagüel de los Machos, 25 de Mayo-Medanito, Bajada del Palo Este, Agua Amarga y Coirón Amargo Norte, las cuales están ubicadas en Argentina. Nuestra producción diaria promedio correspondiente al periodo de tres meses terminado el 31 de marzo de 2019 fue de 25,693 boe/d, de la cual el petróleo crudo representó el 59%, el gas natural el 39% y el NGL el 2%. Hemos reducido nuestro costo de operación promedio de US$16.9 por boe durante el periodo de 3 meses terminado el 31 de marzo de 2018 (información correspondiente a todos los activos adquiridos en nuestra Combinación Inicial de Negocios) a US$ 12.0 por boe por el periodo de tres meses terminado el 31 de marzo de 2019, mediante el control de costos con un nuevo modelo de contratación y un enfoque basado en la absorción del crecimiento de la producción no convencional sobre la estructura de costos existente. El mantenimiento y la mejora de estos activos nos proporcionan flujos de caja de bajo riesgo y alto margen, lo cual nos permite financiar parcialmente el desarrollo de nuestros activos de *shale* en la formación Vaca Muerta con recursos propios.

Acreage de shale altamente prospectivo en Vaca Muerta. Tenemos derechos sobre aproximadamente 134,000 acres netos, divididos en cuatro bloques en la formación de shale Vaca

Muerta. Somos operadores de 3 de estos bloques, los cuales representan el 99% de nuestros acres netos de *shale*. Estos activos están rodeados por bloques en los que otros operadores ya han realizado pruebas piloto exitosas y ya se encuentran en etapa de desarrollo a escala, incluyendo los bloques Loma Campana, La Amarga Chica, El Orejano, Bandurria Sur, Cruz de Lorena y Sierras Blancas, los cuales contaron con una producción diaria promedio de petróleo de 60.5 Mbbl/d en el primer trimestre de 2019 (la cual representó el 79% de la producción diaria promedio de petróleo en Vaca Muerta para dicho periodo). Por lo tanto, con base en las pruebas piloto y desarrollos en las concesiones vecinas, consideramos que nuestra exposición a los riesgos geológicos y operativos es reducida. Además, la ubicación del bloque Bajada del Palo Oeste, en el que ya hemos completado nuestro primer *pad* de cuatro pozos con la formación Vaca Muerta como objetivo a finales de febrero de 2019, y el que llevó nuestra producción de *shale* de cero a un pico de 6,500 boe/d a mediados de abril de 2019, impulsada por un sólido rendimiento de los pozos individuales, es contigua a nuestras instalaciones de transporte y tratamiento convencionales existentes, las cuales cuentan con suficiente capacidad disponible para transportar, procesar y entregar al mercado nuestra producción inicial de *shale*, apoyando así nuestro objetivo de incremento de la producción y generación de flujos de caja. Dado que la mayor parte de los acres que operamos se encuentran en áreas cercanas, podremos aprovechar las sinergias generadas al compartir las instalaciones de superficie, equipos de perforación, contratos de prestación de servicios de terminación de pozos, y servicios de operación y mantenimiento, para reducir los costos de desarrollo y operación de nuestra producción de *shale*.

Nuestro extenso inventario de locaciones de perforación apoya un crecimiento sostenible. En nuestro acreage más relevante a desarrollar, contamos con un vasto inventario de más de 400 locaciones a perforar en la formación Vaca Muerta, que representan un nivel de inventario de perforación de más de 11 años. Dicho inventario para perforación se encuentra en el bloque Bajada del Palo Oeste y nos ofrece atractivas oportunidades de crecimiento en producción y de obtención de altos retornos. Creemos que el desempeño logrado durante la terminación de nuestro primer *pad* de cuatro pozos, y la producción resultante en dichos pozos, confirma el potencial y nuestra habilidad de obtener altos retornos de este bloque. Tenemos la intención de ampliar nuestro inventario de perforación mediante el testeo de otros horizontes de navegación adicionales, tales como el Carbonato Superior, Carbonato Medio e Inferior, la reducción del espacio entre pozos en Bajada del Palo Oeste y la delineación de nuestro acreage en los bloques Bajada del Palo Este y Águila Mora. Además, llevaremos a cabo estudios para incrementar el factor de recuperación de petróleo en los activos convencionales que operamos en Argentina a través de proyectos de pozos *in-fill*, perforación de pozos de avanzada (*appraisal drilling*) y de recuperación secundaria, dado que nuestro actual factor de recuperación de dichos activos es menor que el factor de recuperación promedio del 15% observado en campos análogos *on shore* con mecanismo de drenaje con solución de gas.

La alta proporción de actividad operada nos proporciona flexibilidad y lleva a maximizar los retornos. El hecho de ser los operadores de la mayoría de nuestros activos nos permite controlar en gran parte nuestras inversiones y gastos de operación. Definimos nuestro plan de inversiones con base en los niveles de precios vigentes y esperados del petróleo y gas, y de otros factores, incluyendo el éxito de nuestro programa de perforación y la disponibilidad de equipos y maquinaria, infraestructura y necesidad de recursos de capital. Consideramos que mantener una alta proporción de operación de nuestros activos nos permite maximizar los retornos para nuestros accionistas.

Estructura corporativa eficiente y ágil. Nuestros empleados están organizados bajo una estructura eficiente y sencilla que, en nuestra opinión, facilita un proceso de toma de decisiones de forma rápida y eficaz, permitiendo adaptarnos a los continuos cambios en la industria y el entorno de negocios. Nuestro Equipo de Administración colabora estrechamente con nuestras áreas operativas, otorgando prioridad a los retornos para los accionistas y cerciorándose de que mantengamos los más altos estándares de seguridad. Incorporamos nuevas tecnologías con el objeto de automatizar nuestras operaciones en el día a día, mejorar nuestros tiempos de respuesta y generar reportes en tiempo real.

Equipo de Administración y personal experto con vasta experiencia. Nuestro Equipo de Administración y nuestro personal especializado cuenta con amplia experiencia en la ejecución de proyectos complejos alrededor del mundo. Nuestro Equipo de Administración ha jugado un papel

fundamental en el desarrollo de la formación Vaca Muerta como plataforma de *shale* económicamente viable, habiendo perforado más de 500 pozos no convencionales e incrementado la producción de *shale* de cero a 50,000 boe/d en sus cargos desempeñados anteriormente. Nuestro Equipo de Administración cuenta con una experiencia significativa en el desarrollo de reservorios no convencionales y en la implementación de proyectos de recuperación secundaria y terciaria en campos maduros. Creemos que la experiencia de nuestro Equipo de Administración y nuestro personal será un factor clave para tener éxito en la explotación de la formación Vaca Muerta.

Nuestra estrategia de negocios

Nuestra principal estrategia de negocios consiste en incrementar el valor para nuestros accionistas mediante la implementación de las siguientes medidas:

Sólida generación de flujo de caja. La generación de flujo de caja operativa proveniente de nuestras actividades de producción convencional constituye una de las piedras angulares de nuestra estrategia para financiar el desarrollo del acreage de *shale*. Esperamos que la ejecución de nuestro plan de desarrollo en Vaca Muerta, y el continuo foco en la maximización de la eficiencia de nuestra producción convencional, constituirán la principal fuente de generación de flujo de caja y de crecimiento del retorno para nuestros accionistas.

Enfoque en el desarrollo de nuestro acreage en Vaca Muerta. Al ser la única formación de *shale* de gran escala desarrollada comercialmente fuera de Norteamérica, Vaca Muerta ha atraído inversiones significativas por parte de empresas internacionales tales como Chevron, Shell, ExxonMobil, Total, Equinor, Petronas, Schlumberger, Dow, BP y CNOOC. Para nuestro acreage en Vaca Muerta, hemos definido un plan de desarrollo con foco en el crecimiento que incluye la perforación de aproximadamente 130 pozos horizontales en el bloque Bajada del Palo Oeste hasta 2022. Nuestro primer *pad* de cuatro pozos fue completado a finales de febrero de 2019 y llevó la producción de shale en Bajada del Palo Oeste de cero a un pico de 6,500 boe/d a mediados de abril, impulsada por el sólido rendimiento individual de cada pozo. La implementación del modelo de contratación de One Team Contracts (según dicho término se define más adelante), que alinea los intereses de los principales contratistas y de Vista detrás de los mismos objetivos, compartiendo métricas de desempeño y compensación, junto con la implementación de mejores prácticas en términos de logística, nos permitió lograr resultados de ejecución sobresalientes cuando se comparan con los de otros operadores de la cuenca. Creemos que este *pad* representa un evento fundacional para nosotros, destacando la pericia técnica de Vista, su foco en la eficiencia, la calidad de la infraestructura y su calidad de clase mundial como operador. A su vez, hemos terminado de perforar y completar nuestro segundo *pad* de 4 pozos en Bajada del Palo Oeste el cual ya fue conectado. Nuestro plan de desarrollo completo para el bloque Bajada del Palo Oeste, para el que se obtuvo una concesión de explotación no convencional por 35 años, incluye la perforación de más de 400 pozos horizontales con una longitud lateral de entre 2,500 metros y 3,000 metros utilizando tres equipos de perforación móviles (*walking rigs*). Además, hemos solicitado una concesión de explotación no convencional por 35 años en el bloque Águila Mora, misma que esperamos obtener durante julio de 2019 y donde esperamos comenzar a perforar en 2020. Más aún, en el bloque Bajada del Palo Este, para el que también recientemente obtuvimos una concesión de explotación no convencional, nos hemos comprometido con la Provincia del Neuquén a perforar y terminar cinco pozos horizontales para finales de 2021 que contribuirán a definir el plan de desarrollo completo del bloque.

Una posición de liderazgo como operador. Aspiramos a convertirnos en un operador líder en la formación no convencional Vaca Muerta consiguiendo los niveles de costos de desarrollo y operación más bajos, logrando el máximo valor para nuestros accionistas, alcanzando el máximo retorno de nuestra producción convencional mediante la continua reducción de nuestros costos operativos, y al sostener nuestros niveles de producción con recuperación primaria, secundaria y terciaria de forma rentable. Creemos que la experiencia y el conocimiento de nuestro Equipo de Administración y nuestro equipo de profesionales especializado en Vaca Muerta mejorarán nuestra habilidad de reducir nuestros costos de desarrollo y operación a mayor velocidad que otras empresas que operan en esta formación. Hemos implementado un novedoso modelo de servicios en campo que nos permite maximizar la eficiencia y mejorar la rentabilidad, y tenemos la intención de seguir introduciendo innovaciones en

nuestro modelo operativo. En Coirón Amargo Sur Oeste, nuestro primer pozo horizontal, CASO x-1, se encuentra en producción desde marzo de 2018. Perforado por nuestro socio, Shell, el pozo ha alcanzado una tasa IP30 de 902 bbl/d. A su vez, tres pozos adicionales en la concesión fueron completados en marzo del 2019 y comenzaron a operar en abril de 2019.

Como operadores, hemos terminado de perforar y completar nuestros primeros dos *pads* de 4 pozos en Bajada del Palo Oeste, aterrizados en la formación Vaca Muerta. El primer *pad* de 4 pozos fue conectado en febrero de 2019 y el segundo, el cual terminamos de perforar y completar en julio de 2019, también fue conectado y puesto en producción. En cada uno de estos *pads* de 4 pozos, aterrizamos dos pozos en horizonte de navegación de La Cocina y dos en Orgánico, con una longitud promedio horizontal de la rama lateral de aproximadamente 8,366 pies horizontales (2,550 metros) en el primer *pad* y 6,946 pies horizontales (2,117 metros) en el segundo. Completamos cada pad con 10 clústers por etapa de fractura y 34 y 36 etapas de fractura promedio por pozo en el primer y segundo *pad*, respectivamente, con un espacio de fractura de 246 pies (75 metros) en el primer *pad* y 197 pies (60 metros) en el segundo. Durante la perforación y completación de nuestro segundo *pad*, logramos mejorar nuestra eficiencia de perforación aumentando nuestra velocidad de perforación a un promedio de 726 pies diarios, con respecto a un promedio de 477 pies diarios en nuestro primer *pad*. Adicionalmente, también mejoramos nuestra eficiencia de completación al aumentar nuestras etapas promedio de fracturas diarias a 7.6 con respecto a las 5.0 en nuestro primer *pad*, lo que representa un incremento del 52%. Como resultado, el costo de perforación y completación promedio por pozo se redujo de US$13.8 millones a US$12.6 millones, resultando en ahorros de aproximadamente 8.7%, los cuales fueron impulsados principalmente por la reducción en los costos por fractura de US$0.22 millones, en el primer *pad*, a US$0.20 millones en el segundo *pad*. Nuestro plan sigue un enfoque de desarrollo en cubos que se centra en maximizar la productividad de los pozos. Creemos que nuestro desempeño en la perforación y completación en nuestros dos primeros *pads* remarca nuestra capacidad como un operador de primera categoría.

Desde nuestro primer día de operaciones, hemos adoptado un enfoque sostenible para desarrollar nuestro acreage en Vaca Muerta, lo cual involucra soluciones a largo plazo que son clave para minimizar el costo de desarrollo y el impacto de nuestra operación en el medio ambiente. Instalamos 22 kilómetros de manguera flexible para transferir agua dulce de riego a nuestros tanques de agua temporales, y usamos cajas para transportar y almacenar el 100% del apuntalante en la locación, lo cual garantizó el suministro de agua y apuntalante durante la terminación de nuestro primer y segundo *pad,* lo que hubiera resultado en un mayor costo de completación. Esto nos evitó el uso de aproximadamente 7,500 viajes en camiones por *pad*. El uso de cajas de arena proporciona una operación más eficiente en costos y un ambiente más seguro para nuestro personal a través de una reducción significativa de polvillo de arena en el aire. También diseñamos nuestra primera planta de producción temprana con el fin de evitar la quema de gases y el transporte de líquidos por camiones.

Conservar de nuestra flexibilidad financiera. Tenemos intención de mantener un balance sólido, con bajo nivel de apalancamiento, mediante la generación de sólido flujo de caja de efectivo con bajo riesgo tanto de nuestros activos convencionales como de los no convencionales. Buscamos desarrollar nuestra extensión de acreage en Vaca Muerta a un ritmo que nos permita mantener una sana posición financiera.

Búsqueda de oportunidades de crecimiento rentables en América Latina. Creemos que existen oportunidades para adquirir activos que nos permitan crecer en el sector de exploración y producción en América Latina, región rica en recursos que no ha contado con suficiente inversión históricamente y se encuentra cada vez más abierta a los inversionistas. Recientemente celebramos un convenio de operación conjunta de servicios de operación en tres bloques de hidrocarburos en México, de los cuales operaremos dos, sujeto a la aprobación de la CNH. Esto nos proporciona una plataforma operativa para seguir buscando oportunidades de crecimiento en México. Nuestro Equipo de Administración tiene experiencia operativa y directiva relevante en América Latina, y posee todas las aptitudes necesarias para identificar atractivas oportunidades de crecimiento. Nuestra estrategia de largo plazo está enfocada en el desarrollo de una cartera de activos convencionales y no convencionales de

alta calidad con diversidad geográfica en América Latina, incluyendo Argentina, Brasil, Colombia y México.

Nuestra historia

Fuimos constituidos en México el 22 de marzo de 2017. Nuestro Equipo de Administración está integrado por Miguel Galuccio, Pablo Vera Pinto, Juan Garoby, Alejandro Cherñacov y, desde la Combinación Inicial de Negocios, Gastón Remy.

La Combinación Inicial de Negocios

Iniciamos operaciones en el sector de exploración y producción el 4 de abril de 2018, tras consumar nuestra Combinación Inicial de Negocios y la adquisición de ciertos activos y derechos de Pampa y Pluspetrol.

Para mayor información acerca de la Combinación Inicial de Negocios, véase la sección *"PRESENTACIÓN DE INFORMACIÓN - La Combinación Inicial de Negocios*".

Adquisición de derechos sobre los bloques de Jaguar

El 30 de octubre de 2018 consumamos la adquisición del 50% de los derechos sobre tres bloques adjudicados a 2 empresas de exploración y producción mexicanas, Jaguar Exploración y Producción 2.3, S.A.P.I. de C.V., una empresa propiedad de Jaguar, y Pantera, una empresa perteneciente en un 67% a Jaguar y en un 33% a Sun God Energía México, S.A. de C.V., a través de un Acuerdo de Operación Conjunta.

Como resultado de esta transacción, que fue aprobada por la CNH el 2 de octubre de 2018, somos titulares del 50% de los derechos sobre los siguientes bloques:

- CS-01 (23,517 acres brutos) y A-10 (85,829 acres brutos), ambos de los cuales serán operados por Vista (una vez que la CNH apruebe el cambio de operador); y

- TM-01 (17,889 acres brutos), operado por Jaguar.

Adquisición de Águila Mora

El 22 de agosto de 2018, nuestra subsidiaria APCO Sucursal Argentina celebró el Convenio de Intercambio de Derechos en Águila Mora con O&G, una empresa subsidiaria de Shell, en virtud del cual (i) APCO Sucursal Argentina cedió a O&G una participación no operada del 35% en los derechos sobre el bloque CASO, y (ii) O&G cedió a APCO Sucursal Argentina una participación operada del 90% en los derechos sobre el bloque Águila Mora y se comprometió a invertir US$10 millones en la mejora de su infraestructura actual de abastecimiento de agua y a prestar servicios desde dicha infraestructura a nuestras operaciones en el bloque Bajada del Palo. El 30 de noviembre de 2018, la Provincia del Neuquén aprobó la cesión del 90% de los derechos sobre el bloque Águila Mora a APCO Sucursal Argentina. Como resultado de esta transacción, conservamos el 10% de los derechos sobre CASO y somos titulares del 90% de los derechos sobre el bloque Águila Mora, además de ser operadores de este último de acuerdo con los términos del Convenio de Intercambio de Derechos en Águila Mora. Para mayor información véase la sección "*NUESTRO NEGOCIO - Nuestras Operaciones - Argentina*".

Reestructuración Argentina

El 2 de julio de 2019 completamos un proceso de reestructuración corporativa por medio el cual, APCO Oil & Gas, S.A.U. y APCO Argentina se fusionaron por absorción sin liquidación de APCO Oil & Gas S.A.U. y APCO Argentina con Vista Argentina como parte de una reestructuración que no gravada por el impuesto a las ganancias de conformidad con la Ley de Impuesto a las Ganancias de Argentina. La Reestructuración Argentina se convirtió en efectiva a partir del 1 de enero de 2019 y desde esa fecha,

APCO Oil & Gas, S.A.U. y APCO Argentina han estado operando como una sola entidad consolidada como Vista Argentina.

El 31 de octubre de 2018 cambiamos el domicilio de APCO International de las Islas Caimán a Argentina y modificamos su denominación a "APCO Oil & Gas S.A.U.". APCO Oil & Gas S.A.U. continuó al frente de las actividades de APCO International en Argentina hasta la consumación de la Reestructuración Argentina y hasta que APCO Sucursal Argentina dejó de existir el 31 de octubre de 2018.

Venta de Acciones Serie A a Kensington Investments B.V.

El 12 de febrero de 2019, completamos la venta a Kensington de 5,000,000 de Acciones Serie A y 5,000,000 de Títulos Opcionales para comprar Acciones Serie A por un monto de US$50.0 millones y, adicionalmente, 500,000 Acciones Serie A por un monto de US$5.0 millones. Kensington, una subsidiaria propiedad de Abu Dhabi Investment Council Company P.J.S.C., una compañía pública que cotiza en bolsa que es indirectamente propiedad del gobierno del Emirato de Abu Dhabi en los Emiratos Árabes Unidos, es el único socio limitado (*limited partner*) de RVCP. La venta antes mencionada se realizó de conformidad con un cierto contrato entre Vista y RVCP, que preveía la venta por parte de Vista de ciertas Acciones Serie A y Títulos Opcionales para comprar Acciones Serie A a RVCP y sus cesionarios autorizados, y un compromiso de suscripción relacionado entre Vista y Kensington. Al cierre de la venta antes mencionada, RVCP instruyó a Vista la transferencia de dichas Acciones Serie A y los Títulos Opcionales a Kensington.

Hechos Recientes

Resultados preliminares del período de tres meses finalizado el 30 de junio de 2019

Nuestros resultados financieros y operativos para el período de tres meses finalizado el 30 de junio de 2019 aún no están finalizados; sin embargo, la siguiente información refleja nuestras expectativas preliminares con respecto a dichos resultados con base en a la información que actualmente está disponible para nuestra administración. Como antecedente, para el periodo de doce meses finalizado el 31 de marzo de 2019, presentamos ingresos de US$ 425 millones y un EBITDA ajustado de US$ 184 millones. Durante este periodo, nuestro apalancamiento bruto fue de 1.8x[3] y nuestro apalancamiento neto de 1.3x.[4]

Durante el segundo trimestre de 2019, nuestra producción diaria promedio esperada fue de aproximadamente 29,065 boe/d, lo que representa un aumento del 19.2% en comparación con la producción diaria promedio de 24,381 boe/d del segundo trimestre de 2018. El aumento estimado en nuestra producción fue principalmente impulsado por nuestro desarrollo del *shale,* principalmente en Bajada del Palo Oeste, que casi no tuvo producción hasta el primer trimestre de 2019, cuando se completó nuestro primer *pad* de 4 pozos operado, y se espera que contribuya con 5,130 boe/d de nuestra producción diaria promedio durante el período de tres meses finalizado el 30 de junio de 2019.

La siguiente tabla detalla nuestra producción diaria promedio para los períodos de tres meses finalizados el 30 de junio de 2019 y el 30 de junio de 2018:

[3] Apalancamiento bruto calculado de la siguiente manera: Deuda financiera total / EBITDA ajustado LTM.
[4] Apalancamiento neto calculado de la siguiente manera: (Deuda financiera total – efectivo y equivalentes) / EBITDA ajustado LTM.

	30 de junio de 2019	30 de junio de 2018	
	(Estimado)	(Real)	Variación esperada
Producción diaria promedio total (boe/d)	29,065	24,381	19.2%

Nuestros ingresos estimados para el período de tres meses finalizado el 30 de junio de 2019 se encuentran entre US$ 115.5 millones y US$ 122.8 millones, en comparación con los ingresos de US$ 110.3 millones para el período de tres meses finalizados el 30 de junio de 2018, lo que representa un aumento estimado de entre 4.7 % y 11.3%. Este aumento estimado fue impulsado principalmente por mayores volúmenes de petróleo crudo vendido como resultado del incremento de nuestra producción de petróleo *shale* derivado de nuestro desarrollo de Vaca Muerta en el bloque Bajada del Palo Oeste, y, en menor medida, por la reversión del declino de la producción convencional.

Nuestros costos de operación estimados para el período de tres meses finalizado el 30 de junio de 2019 se encuentran entre US$ 31.3 millones y US$ 33.3, en comparación con los costos de operación de US$ 31.3 millones para el período de tres meses finalizados el 30 de junio de 2018, lo que resulta en un *lifting cost* de entre 11.8 US$/boe y 12.6 US$/boe en comparación con 14.1 US$/boe durante el período de tres meses finalizado el 30 de junio de 2018. La reducción en el lifting cost de entre 10.6% y 16.3% fue impulsada principalmente por la redimensión del tamaño de las operaciones, las renegociaciones de contratos, la implementación del modelo de contratación “One-Team” y el aumento de la eficiencia en nuestras operaciones, junto con las sinergias generadas entre nuestra base de activos convencional y el inicio de nuestro desarrollo no convencional de Vaca Muerta en el bloque Bajada del Palo Oeste.

Nuestra utilidad de operación esperada para el período de tres meses finalizado el 30 de junio de 2019 es de entre US$ 6.9 millones y US$ 7.3 millones, en comparación con la utilidad de operación de US$ 9.7 millones para el período de tres meses finalizado el 30 de junio de 2018, lo que representa una disminución estimada de entre el 24.7% y el 28.9%, principalmente explicada por un incremento en la depreciación, agotamiento y amortización.

La siguiente tabla detalla nuestros ingresos, costos de operación y utilidad de operación esperadas y reales para los períodos de tres meses finalizados el 30 de junio de 2019 y el 30 de junio de 2018, respectivamente.

(*no auditado para ambos períodos y preliminar para el período de tres meses finalizado el 30 de junio de 2019, en millones de US$)*

	Para el periodo de tres meses finalizado		
	30 de junio de 2019		30 de junio de 2018
	(Estimado)		
	Bajo	Alto	(Real)
Ingresos	115.5	122.8	110.3
Costo de ventas			
Costos de operación	31.3	33.3	31.3
Fluctuación de stock	(2.0)	(2.1)	-
Depreciaciones	42.5	45.2	30.9
Regalías	17.5	18.6	16.9
Utilidad bruta	**26.2**	**27.8**	**31.2**
Gastos comerciales	7.5	8.0	6.0
Gastos de administración	11.6	12.3	7.4
Gastos de exploración	0.8	0.8	0.3
Otros resultados operativos, netos	(0.6)	(0.6)	7.8
Utilidad de operación	**6.9**	**7.3**	**9.7**

Nuestro EBITDA ajustado estimado para el período de tres meses finalizado el 30 de junio de 2019 se encuentra entre US$ 49.4 millones y US$ 52.5 millones, en comparación con un EBITDA ajustado de US$ 49.1 millones para el período de tres meses finalizado el 30 de junio de 2018, lo que representa un aumento de entre 0.1% y 6.9%. El crecimiento estimado en el EBITDA ajustado se explica principalmente por el crecimiento estimado en la producción, sumado a la reducción en el lifting cost conseguida en el segundo trimestre de 2019, los cuales permitieron compensar la caída en los precios realizados, ya que el precio del crudo fue 59.7 US$/bbl en el segundo trimestre de 2019 y 68.0 US$/bbl en el segundo trimestre de 2018 mientras que el de gas natural fue 3.8 US$/MMbtu en el primer trimestre de 2019 y 4.8 US$/MMbtu en el segundo trimestre de 2018. El EBITDA ajustado es una medida financiera no IFRS. Consulte "*PRESENTACIÓN DE INFORMACIÓN – Estados Financieros*".

La siguiente tabla muestra la reconciliación del EBITDA ajustado para los períodos de tres meses finalizados el 30 de junio de 2019 y el 30 de junio de 2018.

(no auditado para ambos períodos y preliminar para el período de tres meses finalizado el 30 de junio de 2019, en millones de US$)

	Para el periodo de tres meses finalizado		
	30 de junio de 2019		30 de junio de 2019
	(Estimado)		
	Bajo	Bajo	(Estimado)
Utilidad de operación	**6.9**	**7.3**	**9.7**
Depreciación, agotamiento y amortización	42.5	45.2	30.9
Gastos de reestructuración y otros ajustes[(1)]	-	-	8.5
EBITDA Ajustado	**49.4**	**52.5**	**49.1**

(2) Los principales ajustes corresponden a ajustes del periodo de tres meses finalizado el 30 de junio de 2019, relacionados con la Combinación Inicial de Negocios.

No podemos proporcionar una conciliación de la métrica NIIF utilidad (pérdida) neta con el EBITDA ajustado estimado para el período de tres meses finalizado el 30 de junio de 2019 sin efectuar un esfuerzo no razonable, dado que no podemos estimar los montos de ciertos componentes NIIF de la utilidad (pérdida) por el período proyectados, como los gastos por intereses y utilidad (pérdida) cambiaria (que afectan los resultados financieros NIIF), así como el impuesto a la renta diferido (que afecta a los gastos por impuesto a la renta según NIIF). Debido a la naturaleza de ciertos elementos de conciliación,

no es posible predecir con certeza cuáles serán los resultados futuros con respecto al gasto o ingreso que finalmente se reconocerá en el período de tres meses finalizado el 30 de junio de 2019.

Proporcionamos rangos para los resultados financieros preliminares estimados descritos anteriormente porque nuestros procedimientos de cierre financiero para el período de tres meses finalizado el 30 de junio de 2019 aún no están completos. Los resultados financieros estimados presentados anteriormente están sujetos a la finalización de los procedimientos de cierre financiero de fin de trimestre. Nuestros procedimientos de cierre para el período de tres meses finalizado el 30 de junio de 2019 no estarán completos antes de, y esperamos que nuestros resultados financieros para el período de tres meses finalizados el 30 de junio de 2019 estén disponibles al público, el 7 de agosto de 2019 o alrededor de esa fecha después de la finalización prevista de esta oferta. La información presentada anteriormente no debe considerarse un sustituto de dichos estados financieros completos no auditados.

La información preliminar presentada anteriormente ha sido preparada por y es responsabilidad del Equipo de Administración, refleja las estimaciones de la administración basadas únicamente en la información que tenemos disponible a la fecha de este prospecto y no es una descripción completa de nuestros resultados financieros u operativos para el periodo de tres meses finalizado el 30 de junio de 2019. Nuestros resultados reales pueden diferir materialmente de estos rangos estimados y del promedio diario estimado de las cifras de producción presentadas anteriormente. Por ejemplo, durante el curso de la preparación de los respectivos estados financieros y las notas relacionadas, se pueden identificar elementos adicionales que requerirían ajustes materiales a la información preliminar estimada presentada anteriormente. Mancera S.C. (miembro de Ernst & Young Global Limited), nuestro auditor, y Price Waterhouse & Co. S.R.L., el auditor de PELSA, el predecesor de la Compañía, no han auditado, revisado, compilado ni aplicado procedimientos con respecto a la información preliminar, y en consecuencia, no expresan una opinión o cualquier otra forma aseguramiento en relación con esa información. Estos resultados preliminares deben leerse junto con la sección "*COMENTARIOS Y ANÁLISIS DE LA ADMINISTRACIÓN SOBRE LA SITUACIÓN FINANCIERA Y LOS RESULTADOS DE OPERACIÓN*", en particular "*Resultados de operaciones*", y los Estados financieros auditados y los Estados financieros condensados provisionales no auditados del 1Q 2019, como así como la sección titulada "*FACTORES DE RIESGO*", que incluye "*Factores de riesgo: nuestras estimaciones financieras se basan en varios supuestos que pueden no ser correctos*".

Acuerdo de Inversión en Midstream

El crecimiento de la producción de petróleo y gas de la formación Vaca Muerta en Argentina, ha creado la necesidad de inversiones para captación, procesamiento y evacuación, como también necesidad potencial de depósitos y terminales de crudo, procesamiento de condensado y transporte de petróleo y gas. Junto con Riverstone, una compañía con un exitoso historial en la creación de empresas de midstream independientes en América del Norte, y Southern Cross Group, una de las firmas de capital privado más grandes y con mayor trayectoria en América Latina, estamos creando Aleph Midstream, una compañía independiente que espera convertirse en un importante operador de midstream en la cuenca neuquina.

Para mayor información sobre Aleph Midstream, véase "*OPERACIONES CON PARTES RELACIONADAS* - Aleph Midstream."

Potencial financiamiento con OPIC

Actualmente estamos negociando con Overseas Private Investment Corporation (OPIC), la agencia gubernamental de los Estados Unidos de América, con el objetivo de asegurar financiamiento para nuestro plan de desarrollo en nuestro bloque Bajada del Palo Oeste. Si bien el proceso para obtener dicho financiamiento se ha iniciado, no tenemos ninguna seguridad de que OPIC aprobará y otorgará dicho financiamiento.

Nuestras operaciones

Al 31 de marzo de 2019, éramos el sexto mayor productor de petróleo en Argentina, de acuerdo con la Secretaría de Energía de Argentina. Reportamos una producción diaria promedio de 25,693 boe/d para el periodo de tres meses terminado el 31 de marzo de 2019. Nos proponemos alcanzar una producción diaria promedio de aproximadamente 65,000 boe/d para 2022 mediante el desarrollo de nuestra extensión de acres de *shale*, lo cual equivale a una tasa compuesta de crecimiento promedio del 28% con respecto a nuestra producción diaria promedio para el periodo de tres meses terminado el 31 de marzo del 2019. A la fecha de este prospecto nuestra cartera de activos incluye participaciones en 16 bloques de hidrocarburos, 13 de los cuales se encuentran ubicados en Argentina y 3 se ubican en México. Somos operadores de 10 de estos bloques, los cuales representan el 99% de nuestra producción neta. Contamos con aproximadamente 525,000 acres netos en Argentina y operamos el 96% de dicha superficie.

Al 31 de diciembre de 2018 contábamos con Reservas Probadas equivalentes a 57.6 MMboe en Argentina, 94% de ellas ubicadas en yacimientos convencionales, y de las cuales aproximadamente 60% consisten de petróleo.

Al desarrollar nuestra extensión de acres convencionales utilizamos activos que generan flujos de efectivo significativos con bajo riesgo, combinados con un balance general sólido y un plan de crecimiento rentable.

Nuestro plan de desarrollo para 2019 y 2020 se enfoca principalmente en el desarrollo de nuestros recursos no convencionales en la formación Vaca Muerta en Argentina, especialmente en el bloque Bajada del Palo Oeste. El plan de desarrollo contempla la inversión de aproximadamente US$1,800 millones (excluidas las inversiones en instalaciones) hasta 2022 en la primera fase de desarrollo del área que incluye la perforación de aproximadamente 200 pozos, 130 de los cuales se espera se dirijan a la formación Vaca Muerta. Nuestra intención es financiar estas inversiones mediante una combinación entre recursos generados a nivel interno y financiamiento mediante deuda y capital.

La siguiente tabla contiene información acerca de las áreas sobre las que tenemos derechos, así como de nuestras reservas y producción estimadas durante los periodos indicados:

Bloque	Acres brutos	Acres netos	Participación	Operador	Reservas probadas netas al 31 de diciembre de 2018 (MMboe)	Producción neta promedio por el periodo de los tres meses terminado el 31 de marzo de 2019 (Mboe/d)	Producción neta promedio por el periodo de nueve meses terminado el 31 de diciembre de 2018 (Mboe/d)	Vencimiento de la concesión
Cuenca Neuquina								
Entre Lomas Neuquén	99,665	99,665	100%	Vista	3.4	1.4	1.6	2026
Entre Lomas Río Negro	83,349	83,349	100%	Vista	15.5	7.4	6.7	2026
Bajada del Palo Oeste	62,641	62,641	100%	Vista	15.9	5.4	4.9	2053
Bajada del Palo Este	48,853	48,853	100%	Vista	3.1	1.4	1.4	2053
Jarilla Quemada	47,617	47,617	100%	Vista	0.4	0.7	0.9	2040
Charco del Palenque	47,963	47,963	100%	Vista	1.4	-	-	2034
25 de Mayo-Medanito	32,247	32,247	100%	Vista	8.6	3.9	4.1	2026
Jagüel de los Machos	48,359	48,359	100%	Vista	7.0	4.5	4.1	2025
Coirón Amargo Norte	26,598	14,629	55%	Vista	0.6	0.3	0.3	2037
Águila Mora	23,475	21,128	90%	Vista	0	0	0	2019
Coirón Amargo Suroeste	16,440	1,644	10%	Shell	1.3	0.1	0.2	2053

Bloque	Acres brutos	Acres netos	Participación	Operador	Reservas probadas netas al 31 de diciembre de 2018 (MMboe)	Producción neta promedio por el periodo de los tres meses terminado el 31 de marzo de 2019 (Mboe/d)	Producción neta promedio por el periodo de nueve meses terminado el 31 de diciembre de 2018 (Mboe/d)	Vencimiento de la concesión
Cuenca Golfo San Jorge								
Sur Río Deseado Este [(1)]	75,604	12,807	16.9%	Alianza Petrolera	0	0	0	2021
Cuenca Noroeste								
Acambuco	293,747	4,406	1.5%	Pan American Energy	0.5	0.2	0.2	2036/2040
México	-	-	-	-	-	-	-	-
CS-01[(3)]	23,517	11,758	50%	Vista[(4)]	0	0.2	0.1	2047
A-10[(3)]	85,829	42,915	50%	Vista[(4)]	0	0.2	0.2	2047
TM-01	17,889	8,944	50%	Jaguar	0	0	0	2047

(1) Con base en las reservas probadas desarrolladas para los bloques Bajada del Palo Oeste y Bajada del Palo Este para el interés de Vista al 31 de diciembre de 2018 (que constituían un solo bloque antes del 31 de diciembre de 2018), estimamos que de la producción convencional total de Bajada del Palo durante el periodo de tres meses terminado el 31 de marzo de 2019 y el periodo de nueve meses terminado el 31 de diciembre de 2018, el 66% del total convencional de los volúmenes de petróleo, y el 82% del total convencional de los volúmenes de gas natural corresponden a la concesión de Bajada del Palo Oeste.
(2) Jarilla Quemada consolida la información de producción de Agua Amarga (Jarilla Quemada más Charco del Palenque).
(3) Jaguar será el operador hasta la aprobación de la transferencia de la operadora a Vista por la CNH.

Principales subsidiarias operativas

Vista Argentina

Vista Argentina (anteriormente conocida como PELSA, nuestra Compañía Predecesora) es una empresa argentina que se dedica a la exploración y producción de hidrocarburos y a la comercialización de petróleo, gas natural y NGL, con oficinas administrativas en Buenos Aires y Neuquén y una oficina de campo con personal técnico en la concesión Entre Lomas. Actualmente opera y es titular de (i) el 100.00% de los derechos de explotación de las concesiones Entre Lomas Neuquén, Entre Lomas Río Negro, Bajada del Palo Oeste, Bajada del Palo Este, Charco del Palenque, Jarilla Quemada ,25 de Mayo-Medanito y JDM, todas ellas en la cuenca neuquina; (ii) una participación operada del 55% en los derechos de explotación de la concesión Coirón Amargo Norte, en la Provincia del Neuquén; (iii) una participación no operada del 16.95% en los derechos de explotación relacionados con la concesión Sur Río Deseado Este, en la provincia de Santa Cruz, que está operada por una subsidiaria de Cruz Sur Energy (anteriormente conocida como Pentanova Energy Corp.), Alianza Petrolera; (iv) una participación sin operación del 44% en los derechos derivados de un contrato de exploración relacionado con Sur Río Deseado Este, que está operado por Quintana E&P Argentina S.R.L. (“Quintana E&P”); (v) una participación sin operación del 1.50% en los derechos de explotación de la concesión Acambuco, en la provincia de Salta, que está operada por Pan American Energy L.L.C. (Sucursal Argentina); (vi) una participación operada del 90% en permiso de exploración en el bloque Águila Mora, en la Provincia del Nequén; y (vii) una participación no operada del 10% en concesión de explotación no convencional del bloque Coirón Amargo Sur Oeste (operada por Shell). Al 30 de junio de 2019, Vista Argentina tenía 241 empleados directos y aproximadamente 2,000 empleados subcontratados disponibles para proveer servicios en nuestras operaciones, de los cuales aproximadamente 650 se dedican a la operación de sus concesiones en el día a día.

El 2 de julio de 2019 consumamos un proceso de reestructuración corporativa por medio del cual, APCO Oil & Gas S.A.U. y APCO Argentina se fusionaron por absorción sin liquidación de APCO Oil & Gas, S.A.U. y APCO Argentina con Vista Argentina como parte de una reestructuración libre de impuestos, de conformidad con la Ley de Impuesto a las Ganancias de Argentina. La Reestructuración Argentina se volvió efectiva a partir del 1 de enero de 2019 y desde esa fecha, APCO Oil & Gas, S.A.U. y APCO Argentina han estado operando como una sola entidad consolidada como Vista Argentina.

Aunque esperamos cumplir con todos los requisitos y condiciones necesarios para que la Reestructuración Argentina califique como una reestructuración libre de impuestos, no podemos garantizar que en el futuro cumpliremos con dichos requisitos y condiciones. Véase la sección "*FACTORES DE RIESGO - Aunque la Reestructuración Argentina puede calificar como parte de una reestructuración libre de impuestos bajo la ley argentina, no podemos ofrecer garantías en cuanto al tratamiento fiscal de la Reestructuración Argentina*" de este prospecto.

APCO Oil & Gas S.A.U.

APCO Oil & Gas S.A.U. dejó de existir el 2 de julio de 2019, fecha en la cual se fusionó por absorción sin liquidación en Vista Argentina, como resultado de la Reestructuración Argentina.

El 31 de octubre de 2018 el Registro Público de Comercio de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires inscribió el cambio de domicilio de APCO International, de las Islas Caimán a Argentina, así como su cambio de denominación a "APCO Oil & Gas S.A.U.". Como resultado de ello (i) APCO International quedó inscrita como una empresa argentina; (ii) APCO Oil & Gas S.A.U. continuó realizando las actividades que realizaba como APCO International en Argentina hasta la consumación de la Reestructuración Argentina; y (iii) el 31 de octubre de 2018 se canceló la inscripción de APCO Sucursal Argentina en el Registro Público de Comercio y dicha entidad dejó de existir.

El 22 de agosto de 2018 APCO Sucursal Argentina celebró el Convenio de Intercambio de Derechos en Águila Mora, en virtud del cual (i) APCO Sucursal Argentina cedió a O&G, una empresa perteneciente íntegramente a Shell y subsidiaria de ésta, una participación no operada del 35% en los derechos sobre el bloque CASO, y (ii) O&G cedió a APCO Sucursal Argentina una participación operada del 90% en los derechos sobre el bloque Águila Mora y se comprometió a invertir US$10 millones en la mejora de su infraestructura actual de abastecimiento de agua y a prestar servicios desde dicha infraestructura a nuestras operaciones en el bloque Bajada del Palo. El Convenio de Intercambio de Derechos en Águila Mora fue aprobado por la Provincia del Neuquén el 30 de noviembre de 2018. Por tanto, en dicha fecha Vista retuvo su participación del 10% en el bloque CASO y adquirió una participación del 90% en el bloque Águila Mora, convirtiéndose en operadora de este último de conformidad con el Convenio de Intercambio de Derechos en Águila Mora. El Convenio de Intercambio de Derechos en Águila Mora también está sujeto a aprobación por la autoridad en materia de competencia de Argentina, lo cual se encuentra pendiente a la fecha de este prospecto. El Convenio de Intercambio de Derechos en Águila Mora establece que en el supuesto de que la autoridad en materia de competencia de Argentina sujete su autorización a la condición de que alguna de las cesionarias venda una o más de sus propiedades, la cedente no será responsable en forma alguna por dicha venta. En el supuesto de que la cesionaria opte por vender la totalidad o parte de los derechos que le fueron cedidos, en respuesta a cualquier instrucción de parte de la autoridad en materia de competencia de Argentina, la cedente no podrá hacer valer sus derechos de preferencia o del tanto conforme al contrato en relación con dicha venta, pero la cesionaria estará obligada a negociar la venta de su participación en forma exclusiva con la cedente durante un plazo de diez (10) días antes de ofrecer dicha participación a un tercero.

Vista Holding I

Vista Holding I es una sociedad mexicana con oficinas en la Ciudad de México que fue constituida con el objeto de participar como socio, accionista o inversionista en todo tipo de negocios o sociedades mercantiles o civiles, asociaciones, fideicomisos y demás personas morales mexicanas o extranjeras, ya sea desde su constitución o mediante la adquisición de acciones, partes sociales u otras participaciones, comoquiera que les designe, así como para realizar todo tipo de actividades en el sector de energía, entre otras cosas. Actualmente es titular de una participación accionaria del 100% en Vista Argentina.

Vista Holding II

Vista Holding II es una sociedad mexicana con oficinas en la Ciudad de México que fue constituida con el objeto de participar como socio, accionista o inversionista en todo tipo de negocios o sociedades mercantiles o civiles, asociaciones, fideicomisos y demás personas morales mexicanas o extranjeras, ya sea desde su constitución o mediante la adquisición de acciones, partes sociales u otras participaciones, comoquiera que les designe, así como para realizar todo tipo de actividades en el sector de energía, entre otras cosas. Es el titular del 50% de los derechos derivados de los convenios modificatorios de los contratos de licencia CS-01, TM-01 y A-10.

Argentina

Panorama general

Durante los años terminados el 31 de diciembre de 2017 y 2018, y el periodo de tres meses terminado el 31 de marzo de 2019, nuestra producción estuvo concentrada en los siguientes activos en la cuenca neuquina: Entre Lomas Neuquén, Entre Lomas Neuquén, Entre Lomas Río Negro, Bajada del Palo Oeste, JDM, 25 de Mayo-Medanito, Bajada del Palo Este, Charco del Palenque, Jarilla Quemada y Coirón Amargo Norte. También contamos con algunos activos en las cuencas Noroeste y del Golfo San Jorge, que en conjunto con nuestros activos en la cuenca neuquina ascienden a aproximadamente 525,000 acres netos. Al 31 de marzo de 2019 éramos propietarios de 1,055 pozos productivos en Argentina.

Tenemos derechos sobre aproximadamente 134,000 acres netos ubicados en Bajada del Palo Oeste, Bajada del Palo Este, Águila Mora y Coirón Amargo Sur Oeste, en la formación de *shale oil* Vaca Muerta. Somos operadores de tres de estos bloques, los cuales representan el 99% de nuestros acres netos de *shale*. Estos activos están rodeados por bloques en los que otros operadores han realizado pruebas piloto exitosas y se encuentran en pleno proceso de desarrollo de campos incluyendo los bloques de Loma Campana, La Amarga Chica, El Orejano, Bandurria Sur, Cruz de Lorena y Sierras Blancas que durante el mes de septiembre de 2018 reportaron una producción diaria promedio de pétroleo combinada de 60.4 Mbbl en el primer trimestre de 2019 (representando el 79% de la producción total diaria de petróleo aproximada de Vaca Muerta en el periodo). Consideramos que nuestra exposición a los riesgos geológicos y operativos es reducida, como resultado de los exitosos pilotos y desarrollos de las concesiones circundantes. Además, la ubicación del bloque Bajada del Palo Oeste, en el que hemos ajustado y puesto en producción nuestra primera plataforma de 4 pozos enfocada en la formación Vaca Muerta a finales de febrero de 2019, y la cual tomo nuestra producción de *shale* de cero a una cima de 6,500 boe/d a mediados de abril de 2019, impulsado por un fuerte rendimiento individual de los pozos. es contigua a nuestras instalaciones de transporte y tratamiento existentes, que cuentan con suficiente capacidad de almacenamiento disponible para procesar y entregar al mercado nuestra producción inicial de *shale*, apoyando así nuestros objetivos de incremento de la producción y generación de flujos de efectivo. Dado que la mayor parte de los acres que operamos forman un área continua, podremos aprovechar las sinergias generadas al compartir las instalaciones en superficie, equipo de perforación y contratos de prestación de servicios de terminación de pozos y servicios de operación y mantenimiento para reducir los costos de desarrollo y operación de nuestra producción de *shale*.

Dentro de nuestros acres para desarrollo más importantes contamos con un vasto inventario de más de 400 sitios de perforación enfocados en la formación Vaca Muerta, el cual es suficiente para más de 11 años. Nuestro inventario de perforación actual está ubicado en el bloque Bajada del Palo Oeste y nos ofrece atractivas oportunidades de crecimiento en producción y obtención de altos retornos. Tenemos la intención de ampliar nuestro inventario para perforación mediante la realización de pruebas en horizontes de navegación adicionales, tales como el Carbonato Superior, Carbonato Medio e Inferior, en el bloque Bajada del Palo Oeste y la delineación adicional de las áreas sobre las que tenemos derechos en los bloques Bajada del Palo Este y Águila Mora.

Al 31 de diciembre de 2018 contábamos con Reservas Probadas por un total de 57.6 MMboe en Argentina, de las cuales el aproximadamente el 60% eran reservas de petróleo. En el periodo de tres

meses terminado el 31 de marzo de 2019, nuestra producción diaria promedio ascendió a 25,693 boe/d, de la cual el petróleo crudo representó el 59%, el gas natural el 39% y los NGL el otro 2%. Desde que iniciamos operaciones hemos reducido nuestro costo de operación promedio a US$16.9 por boe durante el periodo de tres meses terminado el 31 de marzo de 2018 (información correspondiente a todos los activos adquirido en la Combinación Inicial de Negocios) a US$12.0 por boe por el periodo terminado el 31 de marzo de 2019 controlando los costos con un nuevo modelo de contratación y un fuerte enfoque en absorber el crecimiento de la producción no convencional con la base existente.

Producción de petróleo crudo y producción de gas natural en Argentina.

Somos los operadores de la mayoría de nuestros bloques.

Casi el 100% de nuestra producción consiste en petróleo crudo ligero medanito, que tiene una densidad superior a 30º de gravedad *American Petroleum Institute* (“API”).

Bloque	Producción neta promedio de petróleo por el periodo de tres meses terminado el 31 de marzo de 2019 (Mbbl/d) [3]	Producción neta promedio de gas por el periodo de tres meses terminado el 31 de marzo de 2019 (MMcf/d) [3]	Producción neta promedio de NGL por el periodo de tres meses terminado el 31 de marzo de 2019 (Mboe/d) [3]
Cuenca Neuquina			
Entre Lomas Neuquén	1.1	1.5	0.0
Entre Lomas Río Negro	3.9	17.2	0.5
Bajada del Palo Oeste[1]	1.6	21.0	0.0
Bajada del Palo Este[1]	0.6	4.5	0.0
Jarilla Quemada[2]	0.4	2.0	0.0
Charco del Palenque[2]	-	-	0.0
25 de Mayo-Medanito	3.7	1.3	0
JDM	3.4	6.1	0
Coirón Amargo Norte	0.2	0.2	0
Águila Mora	0	0	0
Coirón Amargo Sur Oeste	0.1	0.0	0
Cuenca del Golfo San Jorge			
Sur Río Deseado Este	0	0	0
Cuenca Noroeste			
Acambuco	0.0	1.0	0

(1) Con base en las reservas probadas desarrolladas para los bloques Bajada del Palo Oeste y Bajada del Palo Este para el interés de Vista al 31 de diciembre de 2018 (el cual constituía un solo bloque antes del 31 de diciembre de 2018), estimamos que de la producción convencional total de Bajada del Palo durante el periodo de tres meses terminado el 31 de marzo de 2019, 66% del total convencional de los volúmenes de petróleo, y el 82% del total convencional de los volúmenes de gas natural corresponden a la concesión de Bajada del Palo Oeste.

(2) Jarilla Quemada consolida la información de producción de Agua Amarga (Jarilla Quemada más Charco del Palenque).

(3) La producción de petróleo se compone de la producción de petróleo crudo. La producción de gas natural excluye el consumo de gas natural. La producción de NGL está compuesta de la producción de propano y butano y excluye la gasolina natural. Nuestra producción de gasolina natural se mezcla y vende con nuestro petróleo crudo y condensado y representa menos del 0.05% de nuestra producción diaria promedio.

La información incluida en la siguiente tabla corresponde a todos los activos adquiridos por nosotros en la Combinación Inicial de Negocios. Nuestra producción diaria promedio fue de 24,470 boe/d para el año terminado el 31 de diciembre de 2018.

Bloque	Producción neta promedio de petróleo por el periodo de nueve meses terminado el 31 de diciembre de 2018 (Mbbl/d) [3]	Producción neta promedio de gas por el periodo de nueve meses terminado el 31 de diciembre de 2018 (MMcf/d) [3]	Producción neta promedio de NGL por el periodo de nueve meses terminado el 31 de diciembre de 2018 (Mboe/d) [3]
Cuenca Neuquina			
Entre Lomas Neuquén	1.2	1.8	0.1
Entre Lomas Río Negro	3.8	12.9	0.6
Bajada del Palo Oeste[1]	1.2	20.1	0.1
Bajada del Palo Este[1]	0.6	4.4	0.0
Jarilla Quemada[2]	0.4	2.6	0.0
Charco del Palenque[2]	-	-	0.0
25 de Mayo-Medanito	3.7	1.8	0
JDM	3.1	5.8	0
Coirón Amargo Norte	0.3	0.2	0
Águila Mora	0	0	0
Coirón Amargo Sur Oeste	0.0	0.1	0
Cuenca del Golfo San Jorge			
Sur Río Deseado Este	0	0	0
Cuenca Noroeste			
Acambuco	0.0	1.1	0

(3) Con base en las reservas probadas desarrolladas para los bloques Bajada del Palo Oeste y Bajada del Palo Este para el interés de Vista al 31 de diciembre de 2018 (el cual constituía un solo bloque antes del 31 de diciembre de 2018), estimamos que de la producción convencional total de Bajada del Palo durante el periodo de tres meses terminado el 31 de marzo de 2019, 66% del total convencional de los volúmenes de petróleo, y el 82% del total convencional de los volúmenes de gas natural corresponden a la concesión de Bajada del Palo Oeste.
(4) Jarilla Quemada consolida la información de producción de Agua Amarga (Jarilla Quemada más Charco del Palenque).
(5) La producción de petróleo se compone de la producción de petróleo crudo. La producción de gas natural excluye el consumo de gas natural. La producción de NGL está compuesta de la producción de propano y butano y excluye la gasolina natural. Nuestra producción de gasolina natural se mezcla y vende con nuestro petróleo crudo y condensado y representa menos del 0.05% de nuestra producción diaria promedio.

La información incluida en la siguiente tabla corresponde a todos los activos adquiridos por nosotros en la Combinación Inicial de Negocios. Nuestra producción diaria promedio fue de 24,470 boe/d para el año terminado el 31 de diciembre de 2018.

Bloque	Producción neta promedio de petróleo por el periodo de tres meses terminado el 31 de marzo de 2018 (Mbbl/d)	Producción neta promedio de gas por el periodo de tres meses terminado el 31 de marzo de 2018 (MMcf/d)	Producción neta promedio de NGL por el periodo de tres meses terminado el 31 de marzo de 2018 (Mboe/d)
Cuenca Neuquina			
Entre Lomas Neuquén	1.2	1.7	0.1
Entre Lomas Río Negro	4.0	11.0	0.6
Bajada del Palo Oeste	1.3	20.0	0.1
Bajada del Palo Este	0.7	4.4	0.0
Jarilla Quemada[(1)]	0.5	3.1	0.0
Charco del Palenque[(1)]	-	-	0.0
25 de Mayo-Medanito	3.6	2.2	0
JDM	3.0	6.1	0
Coirón Amargo Norte	0.3	0.4	0
Águila Mora	0	0	0
Coirón Amargo Sur Oeste	0.1	0.1	0
Cuenca del Golfo San Jorge			
Sur Río Deseado Este	0	0	0
Cuenca Noroeste			
Acambuco	0.0	1.2	0

(1) Jarilla Quemada consolida la información de producción de Agua Amarga (Jarilla Quemada más Charco del Palenque).

Concesiones

Hemos obtenido derechos sobre las siguientes concesiones de petróleo y gas en Argentina:

Cuenca Neuquina: (a) una participación con operación del 100% en los derechos de explotación de las concesiones 25 de Mayo-Medanito, Jagüel de los Machos, Entre Lomas Neuquén y Entre Lomas Río Negro, a la que nos referimos en conjunto como “Entre Lomas”, Bajada del Palo Oeste, Bajada del Palo Este, y Jarilla Quemada y Charco del Palenque, a la que nos referimos de manera conjunta como “Agua Amarga” (en todos los casos, como operadora); (b) una participación con operación del 55% en los derechos de explotación de la concesión Coirón Amargo Norte (como operadora); (c) una participación con operación del 90% en los derechos sobre el permiso para Águila Mora; y (d) una participación sin operación del 10% en los derechos sobre el bloque CASO (que está operado por Shell).

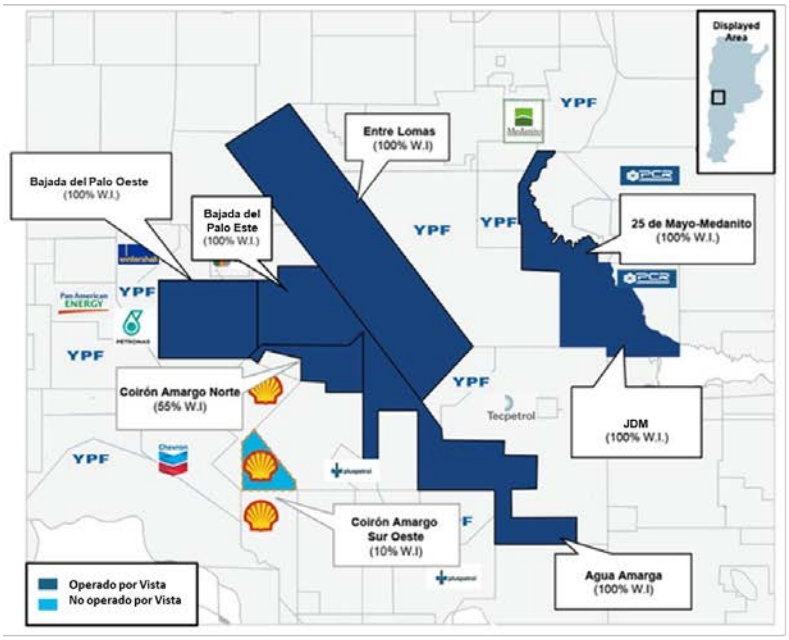
Cuenca del Golfo San Jorge: una participación sin operación del 16.95% en los derechos de explotación de la concesión Sur Río Deseado Este (que está operada por Alianza Petrolera).

Cuenca Noroeste: una participación sin operación del 1.5% en los derechos de explotación de la concesión Acambuco (que está operada por Pan American Energy).

A la fecha de este prospecto la cesión de las participaciones directas del 100% en las concesiones JDM y 25 de Mayo-Medanito a nuestro favor se encuentra pendiente de aprobación por parte de la provincia de Río Negro.

El siguiente mapa muestra la ubicación de los bloques ubicados en Argentina sobre los que tenemos derechos al 31 de diciembre de 2018:

Bloques de la Cuenca neuquina(1)



Entre Lomas

- Reservas netas 1P (2) 18.8 MMBOE
- Producción promedio(3) 8.9 Mboe/d
- Año fin de concesión 2026/2026

Agua Amarga

- Reservas netas 1P (2) 1.8 MMBOE
- Producción promedio(3) 0.7 Mboe/d
- Año fin de concesión 2034/2040

25 de Mayo – Medanito

- Reservas netas 1P (2) 8.6 MMBOE
- Producción promedio(3) 3.9 Mboe/d
- Año fin de concesión 2026

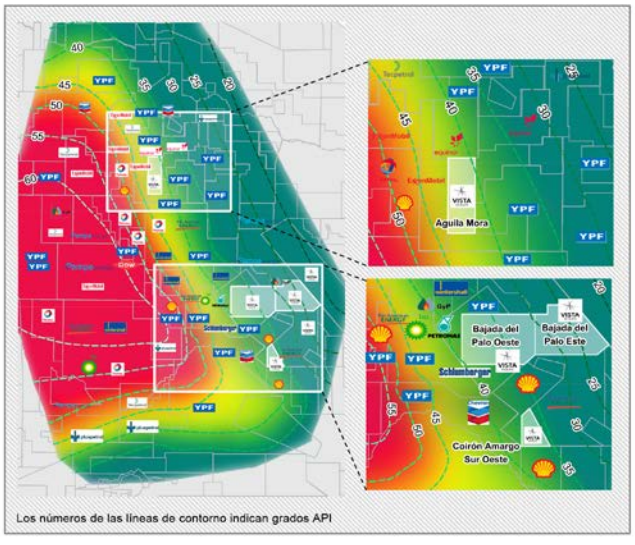
JDM

- Reservas netas 1P(2) 7.0 MMBOE
- Producción promedio(3) 4.5 Mboe/d
- Año fin de concesión 2025

Coirón Amargo Norte

- Reservas netas 1P (2) 0.6 MMBOE
- Producción promedio(3) 0.3 Mboe/d
- Año fin de concesión 2037

1. Dos bloques no operados en la cuenca Noroeste y Golfo San Jorge no se muestrab. Águila Mora no se muestra, por favor ver mapa de bloques no convencionales.
2. Reservas netas probadas al 31 de diciembre de 2018 (MMoe).
3. Producción neta promedio para el period de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2019 (boe/d).



Bajada del Palo Oeste

- **Acres netos:** 62,641 (100% WI)
- **Plazo de concesión:** 2053
- **Plan 2019:** 12 pozos nuevos en producción (8 pozos ya produciendo)
- **Operador:** Vista
- **Compromiso:** Gastos de capital por $106MM hasta junio de 2020 (se desembolsaron $107MM hasta el 1T19)
- La producción alcanzó los 4,823 boe/d con 4 pozos en 2T19

Coirón Amargo Sur Oeste

- **Acres netos:** 1,644 (10% WI)
- **Plazo de concesión:** 2053
- **Plan 2019:** 3 pozos nuevos en producción (completados en el 1T19)
- **Operador:** Shell
- Cuatro pozos actualmente en producción que validan la curva tipo de Vista

Bajada del Palo Este

- **Acres netos:** 48,853 (100% WI)
- **Plazo de concesión:** 2053
- **Operador:** Vista
- **Compromiso:** Gastos de capital por $52MM hasta diciembre de 2021

Águila Mora

- **Acres netos:** 21,128 (90% WI)
- **Plazo de concesión:** Solicitud de concesión no convencional presentada el 11 de junio - se espera autorización mediante Decreto Provincial en julio
- **Operador:** Vista

Áreas productivas Piloto / Delineación

Nuestros contratos de concesión en Argentina no contienen disposiciones en materia de cambio de control, aunque la cesión de las concesiones está sujeta a autorización previa por parte del poder ejecutivo de la provincia donde se ubica la concesión correspondiente. Cuatro años antes de expirar una concesión, el concesionario debe presentar un estudio técnico-económico que fundamente las razones por las cuales no es conveniente el abandono de cada uno de los pozos inactivos. Estas concesiones pueden ser objeto de declaración de caducidad por falta de pago del canon respectivo y/o por incumplimiento sustancial de las obligaciones previstas en la ley o en la concesión respectiva. Además, podemos renunciar voluntariamente a toda o parte del área correspondiente en favor de las autoridades argentinas.

Entre Lomas Neuquén y Entre Lomas Río Negro

Somos operadores y titulares de una participación del 100% en los derechos de explotación de las concesiones Entre Lomas Neuquén y Entre Lomas Río Negro, mismas a las que nos referimos conjuntamente como “Entre Lomas”, en la cuenca neuquina, en las Provincias de Neuquén y Río Negro y Neuquén, respectivamente. Las concesiones de Entre Lomas se ubican aproximadamente 950 millas al suroeste de la ciudad de Buenos Aires, en la cordillera este de los Montes Andinos. Se extienden sobre la frontera de las Provincias de Río Negro y Neuquén, aproximadamente 60 millas al norte de la ciudad de Neuquén. La concesión de Entre Lomas Neuquén ampara un área de 99,665 acres brutos y la concesión de Entre Lomas Río Negro ampara un área de aproximadamente 83,349 acres brutos y ambas producen petróleo y gas de diversas formaciones. Estos bloques tenían Reservas Probadas de 3.4 MMboe y 15.5 MMboe, respectivamente, al 31 de diciembre de 2018 y reportaron una producción de 1.4 Mboe/d (79% consistió en petróleo) y 7.4 Mboe/d (52% petróleo), respectivamente, en el periodo de tres meses terminado 31 de marzo de 2019. Las concesiones de Entre Lomas Neuquén y Entre Lomas Río Negro vencen en 2026.

Al 31 de diciembre de 2018 la Compañía se comprometió con la provincia de Río Negro a perforar 14 pozos de desarrollo, a un costo estimado de US$ 33.6 millones, realizar inversiones de capital en 18 obras de reacondicionamiento de pozos por un costo estimado de US$8.7 millones y abandonar 4 pozos por un costo estimado de US$0.6 millones, calculado de acuerdo con nuestra participación en la explotación de nuestras concesiones, hasta 2022.

Nuestro presupuesto para el año 2019 incluye la perforación y terminación de 4 pozos, de los cuales ya hemos perforado y completado 3, y la ejecución de 9 obras de reacondicionamiento de pozos, de las cuales ya habíamos realizado 2 al 31 de marzo de 2019. Nuestro presupuesto de gastos de capital para 2019 relacionado con estos compromisos es de US$13.3 millones, de los cuales hemos desembolsado la suma de US$7.8 millones al 31 de marzo de 2019.

Las unidades productivas son las areniscas continentales fluviales y eolianas de las formaciones Tordillo y Punta Rosada, así como las facies carbonáticas de la formación Quintuco. El desarrollo primario restante consiste en la perforación de pozos ubicados a las orillas de los campos y en pequeñas trampas aisladas en áreas con sistemas de fallas con relieves. Además, tenemos en curso proyectos de recuperación secundaria tales como el control de las propiedades del agua y la perforación de pozos adicionales en los campos ya existentes, que creemos que ofrecen un potencial significativo dados los bajos factores de recuperación actuales.

Bajada del Palo Oeste

Somos operadores y titulares de una participación del 100% en los derechos de explotación de la concesión Bajada del Palo Oeste en la cuenca neuquina, en la Provincia del Neuquén. Al 31 de diciembre de 2018 este bloque tenía Reservas Probadas de 2.1 MMboe no convencionales y 13.8 MMboe convencionales, y reportó una producción de 5.4 Mboe/d (de los cuales el 30% consistió en petróleo) en lo que respecta al periodo de tres meses terminado el 31 de marzo de 2019. El 21 de diciembre de 2018 obtuvimos una concesión de explotación no convencional por 35 años que vence en diciembre de 2053. Con motivo del otorgamiento de dicha concesión, Vista se ha comprometido a perforar ocho pozos horizontales e instalaciones relacionadas, totalizando una inversión de US$105.6

millones hasta junio del 2020, de los cuales US$107.2 millones ya fueron desembolsados al 31 de marzo de 2019 (incluyendo las correspondientes instalaciones por US$14.7 millones).

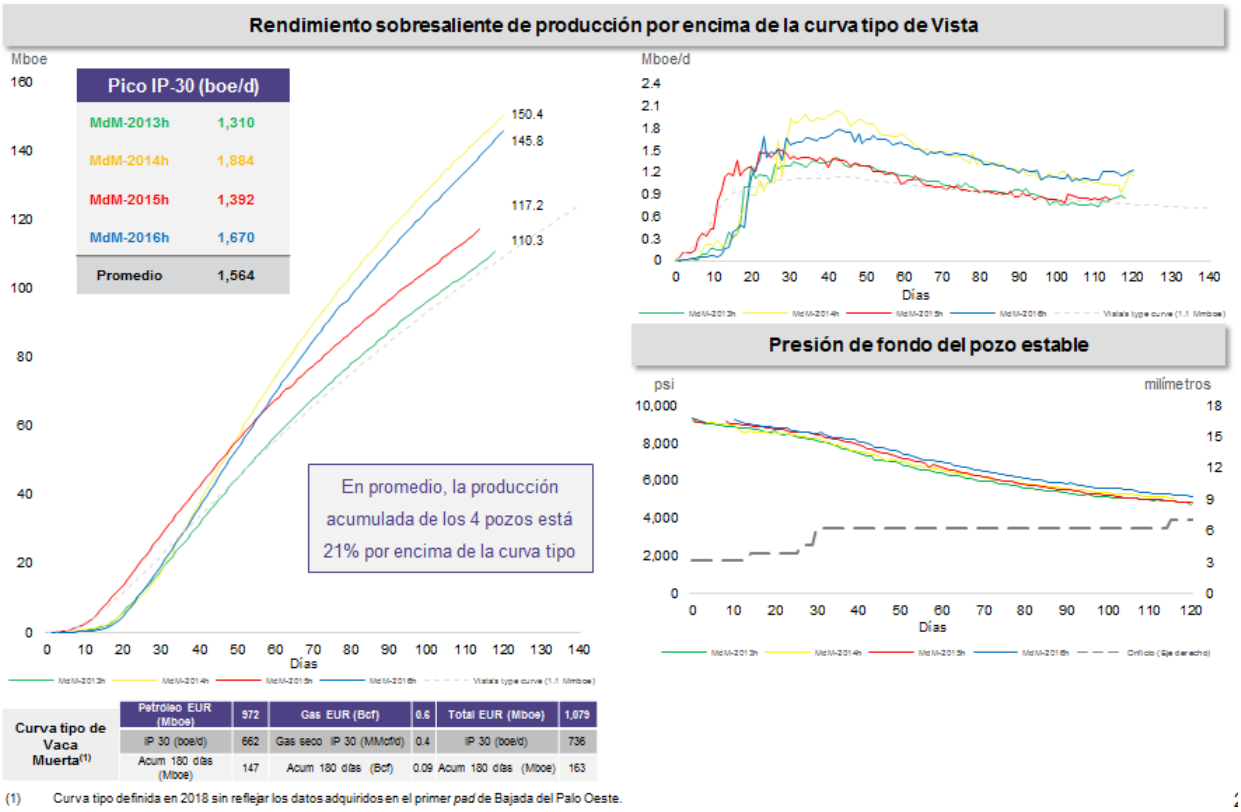
El presupuesto para el año 2019 incluye la perforación y terminación de 12 pozos e instalaciones por un monto total estimado de 227 millones de dólares. Con base en dicho presupuesto, esperamos cumplir con todos nuestros compromisos bajo esta concesión para el segundo trimestre de 2019.

Nuestro primer *pad* de cuatro pozos fue conectado a finales de febrero de 2019 y llevó la producción de *shale* en Bajada del Palo Oeste desde cero a un pico de 6,500 boe/d a mediados de abril y ha tenido una producción promedio de 4,823 boe/d en el periodo terminado el 30 de junio de 2019, impulsada por un sólido rendimiento individual de los pozos por encima de nuestra curva tipo estimada, en una base acumulativa. Empleamos una estricta política de gestión de presión para preservar la integridad de las fracturas y la estabilidad de presión del fondo del pozo. Al 2 de julio de 2019, los cuatro pozos tenían presiones superiores a 4,500 psi, y estaban fluyendo naturalmente a través de un orificio de 7.06 mm de diámetro (18/64 pulgadas).

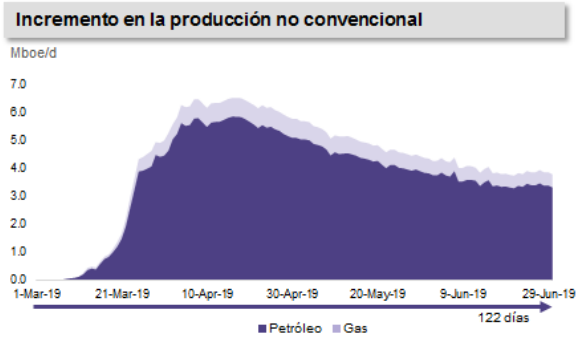
Adicionalmente, recientemente hemos terminado de perforar y completar nuestro segundo *pad* de 4 pozos, el cual ha sido conectado y puesto en producción en julio de 2019.

En cada uno de estos dos *pads* de 4 pozos, aterrizamos dos pozos en del horizonte de navegación La Cocina y dos en Orgánico, con una longitud promedio de la rama horizontal de aproximadamente 8,366 pies horizontales (2,550 metros) en el primer *pad* y 6,946 pies horizontales (2,117 metros) en el segundo. Completamos cada pad con 10 clústers por etapa de fractura y 34 y 36 etapas de fractura promedio por pozo en el primer y segundo *pad*, respectivamente, con un espacio de fractura de 246 pies (75 metros) en el primer *pad* y 197 pies (60 metros) en el segundo. Durante la perforación y completación de nuestro segundo *pad*, logramos mejorar nuestra eficiencia de perforación aumentando nuestra velocidad de perforación a un promedio de 726 pies diarios, con respecto a un promedio de 477 pies diarios en nuestro primer *pad*. Adicionalmente, también mejoramos nuestra eficiencia de completación al aumentar nuestras etapas promedio de fracturas diarias a 7.6 con respecto a las 5.0 en nuestro primer *pad*, lo que representa un incremento del 52%. Como resultado, el costo de perforación y completación promedio por pozo se redujo de US$13.8 millones a US$12.6 millones, resultando en ahorros de aproximadamente 8.7%, los cuales fueron impulsados principalmente por la reducción en los costos por fractura desde US$0.22 millones, en el primer *pad*, a US$0.20 millones en el segundo *pad*. Nuestro plan sigue un enfoque de desarrollo en cubos que se centra en maximizar la productividad de los pozos.

Creemos que el enfoque y la experiencia de nuestro equipo nos permitió alcanzar 19.3 horas de tiempo de bombeo en un periodo de 24 horas, con 12,697 m3 de líquidos y 42,856 sxs de arena inyectados, resultando en 8 etapas de fractura en un mismo día y 5.0 etapas de fractura promedio por día en nuestro primer pad. Estas cifras fueron mejoradas en nuestro segundo *pad* de 4 pozos, alcanzando un tiempo de bombeo de 22 horas y, consecuentemente, alcanzando 11 etapas de fracturas en un mismo día y 7.6 etapas de fracturas promedio por día. Las mejoras en el rendimiento y en los costos de perforación de nuestro segundo *pad* fueron impulsadas principalmente por el uso de un equipo de perforación de menor tamaño (de tarifa más baja) para perforar las secciones superficiales e intermedias, y por el uso de un equipo con sistema giratorio dirigible durante la sección direccional y la mejora continua a través de nuestro modelo de contratación "One-Team". Adicionalmente, la mejora en nuestro desempeño en la completación del segundo *pad* es el resultado del uso de silobolsas para almacenar apuntalante cerca de la ubicación del *pad* y un sistema *monoline frac-manifold* para conectar los 4 pozos, así como una conexión alámbrica *rig-lock* y engrasado remoto de válvulas de fractura.



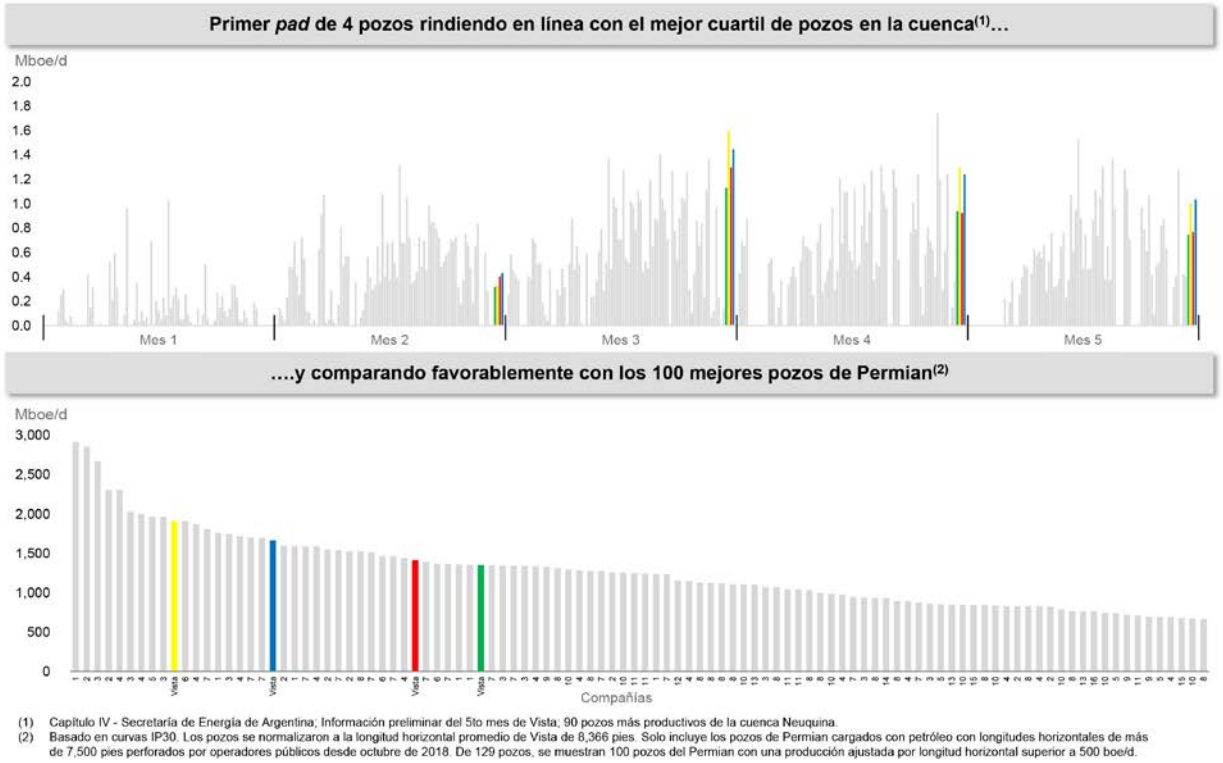
(1) Curva tipo definida en 2018 sin reflejar los datos adquiridos en el primer *pad* de Bajada del Palo Oeste.



La curva tipo estimada de Bajada del Palo Oeste se basa en datos reales de producción obtenidos a partir de datos públicos de pozos horizontales de los Bloques La Amarga Chica, Bandurria Sur, Loma Campana, Sierras Blancas y Cruz de Lorena, estimado por simulación numérica. Cada pozo fue declinado siguiendo los métodos usuales de la industria, para llegar a las estimaciones individuales sobre la recuperación final. Posteriormente, los pozos tipo P10-P50-P90 fueron estimados con base en la distribución de las recuperaciones finales. Para verificar la consistencia, aplicamos un proceso de simulación numérica. La porosidad efectiva y la saturación de agua se estimaron mediante la interpretación petrofísica de los registros de pozo abierto de pozos antiguos en Bajada del Palo Oeste. La heterogeneidad vertical de la roca tiene un efecto en el crecimiento de la fractura hidráulica, por lo que una interpretación detallada de los registros de imágenes de perforación junto con una descripción completa de los núcleos disponibles en la formación Vaca Muerta se utilizaron como entrada de heterogeneidad en un simulador de fractura hidráulica. Este proceso de trabajo reúne las propiedades geomecánicas y las heterogeneidades verticales de la roca y simula la geometría de la fractura para un diseño de fractura determinado. Los resultados se utilizan como entrada para la simulación numérica del yacimiento, donde la geometría de la fractura se combina con la capacidad de almacenamiento y flujo de

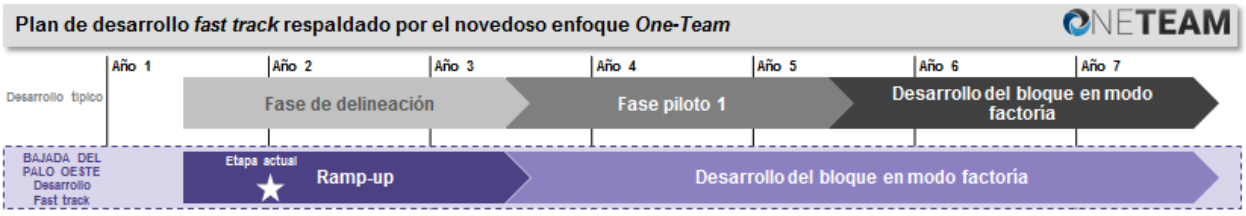
la roca y las propiedades de los fluidos de los hidrocarburos. La salida de la simulación numérica se comparó entonces con la curva P50 a partir de la curva real distribución de datos de producción para la consistencia de los resultados.

El desempeño de nuestro primer *pad* de 4 pozos se compara favorablemente con los 90 mejores pozos perforados en Vaca Muerta, y con los 100 mejores pozos perforados en Permian desde enero de 2018, como se muestra en las tablas de abajo:



(1) Capítulo IV - Secretaría de Energía de Argentina; Información preliminar del 5to mes de Vista; 90 pozos más productivos de la cuenca Neuquina.
(2) Basado en curvas IP30. Los pozos se normalizaron a la longitud horizontal promedio de Vista de 8,366 pies. Solo incluye los pozos de Permian cargados con petróleo con longitudes horizontales de más de 7,500 pies perforados por operadores públicos desde octubre de 2018. De 129 pozos, se muestran 100 pozos del Permian con una producción ajustada por longitud horizontal superior a 500 boe/d.

La implementación del modelo One Team Contracts, que alinea a los principales contratistas y a Vista detrás de los mismos objetivos, compartiendo objetivos de desempeño y compensación, en conjunto con las mejores prácticas en términos de logística, nos permitió alcanzar resultados de finalización sobresalientes en comparación con la cuenca. Creemos que este *pad* representa un evento innovador para nosotros, destacando la destreza técnica de Vista, su dedicación a la eficiencia, la calidad de la infraestructura y sus capacidades como operador de primera clase. Nuestro segundo *pad* de 4 pozos se encuentra actualmente completado en Bajada del Palo Oeste y esperamos se encuentre completamente operativo antes de fin de julio de 2019. A continuación se presenta un cronograma indicativo de nuestro plan de desarrollo acelerado apoyado por nuestro enfoque de " One Team", en comparación con un plan de desarrollo típico en Vaca Muerta.



Bajada del Palo Oeste tiene una extensión de 62,641 acres brutos con exposición a la formación de *shale* Vaca Muerta, contiguos a bloques que ya se encuentran en proceso de desarrollo o en los que

se han concluido pruebas piloto y en los que al 31 de marzo de 2019 se habían perforado más de 770 pozos.

Actualmente contamos con un inventario para perforación para 11 años con la formación Vaca Muerta como objetivo, que totaliza 400 sitios en este bloque. Tenemos la intención de ampliar nuestro inventario para perforación mediante el testeo de otros horizontes de navegación adicionales, tales como el Carbonato Superior, Carbonato Medio e Inferior, reduciendo la distancia entre los pozos en este bloque y la delineación adicional de las áreas sobre las que tenemos derechos en los bloques Bajada del Palo Este y Águila Mora.

Además de contar con exposición al principal acreage de petróleo de *shale* de Vaca Muerta, este bloque recibe producción de petróleo negro proveniente de la formación Tordillo, la cual se encuentra en proceso de recuperación primaria, y también tiene algunos proyectos de inundación con agua en proceso. Ya se han efectuado pruebas de potencial de gas seco en las areniscas de la formación Lotena, donde en 2018 se perforaron tres pozos.

Bajada del Palo Este

Somos operadores y titulares de una participación del 100% en los derechos de explotación de la concesión Bajada del Palo Este en la cuenca neuquina, en la Provincia del Neuquén. Al 31 de diciembre de 2018 este bloque tenía Reservas Probadas de 3.1 MMboe y durante el periodo de tres meses terminado el 31 de marzo de 2019, se reportó una producción de 1.4 Mboe/d (de los cuales el 42% consistió en petróleo). El 21 de diciembre de 2019 obtuvimos una concesión de explotación no convencional por 35 años que vence en diciembre de 2053. Con motivo del otorgamiento de dicha concesión, Vista se ha comprometido a perforar cinco pozos horizontales, totalizando una inversión de US$51.8 millones para el 2021.

Bajada del Palo Este tiene una extensión de 48,853 acres brutos con exposición a la formación de petróleo de *shale* Vaca Muerta; y tenemos planeado delinear dicha área con el objeto de incrementar nuestro inventario actual de perforación de *shale*. Además, este bloque cuenta con areniscas fluviales y eolianas de la formación Tordillo que producen petróleo negro, así como con proyectos de recuperación secundaria que aún se encuentran en proceso de estudio.

Jarilla Quemada y Charco del Palenque

Somos operadores y titulares de una participación del 100% en los derechos de explotación de las concesiones de Jarilla Quemada y Charco del Palenque, a las cuales nos referimos conjuntamente como “Agua Amarga”, en la cuenca neuquina, en la provincia de Río Negro, y tienen una extensión de aproximadamente 47,617 y 47,963 acres brutos, respectivamente. Al 31 de diciembre de 2018, estas concesiones tenían Reservas Probadas de 0.4 MMboe y 1.4 MMboe, respectivamente, y una producción conjunta de 0.8 Mboe/d (50% petróleo) por el periodo de tres meses terminado el 31 de marzo de 2019. La concesión Charco del Palenque vence en octubre de 2034, en tanto que la concesión Jarilla Quemada vence en agosto de 2040.

La unidad productiva es el bloque Tordillo, en la que también existen proyectos de recuperación secundaria que aún no se han sometido a pruebas.

25 de Mayo-Medanito

Somos operadores y titulares de una participación del 100% en los derechos de explotación de la concesión 25 de Mayo-Medanito en la cuenca neuquina, en la provincia de Río Negro. Al 31 de diciembre de 2018 este bloque tenía Reservas Probadas de 8.6 MMboe y reportó una producción de 3.9 Mboe/d (de los cuales el 94% consistió en petróleo), durante el periodo de tres meses terminado el 31 de marzo de 2019. La concesión vence en octubre de 2026.

Las unidades productivas son las facies volcaniclásticas de la formación Choiyoi, las areniscas fluviales de la formación Tordillo y las facies clásticas-carbonáticas mezcladas de la formación Quintuco.

Creemos que existe un alto potencial para proyectos de recuperación secundaria dados los bajos factores de recuperación actuales.

A la fecha de este prospecto la cesión de la participación directa del 100% en la concesión 25 de Mayo-Medanito a nuestro favor se encuentra pendiente de aprobación por parte de la provincia de Río Negro.

JDM

Somos operadores y titulares de una participación del 100% en los derechos de explotación de la concesión JDM en la cuenca neuquina, en la provincia de Río Negro, que tiene una extensión de aproximadamente 48,359 acres brutos. Al 31 de diciembre de 2018 este bloque tenía Reservas Probadas de 7.0 MMboe y reportó una producción de 4.5 Mboe/d (de los cuales el 76% consistió en petróleo) durante el periodo de tres meses terminado el 31 de marzo de 2019. La concesión vence en septiembre de 2025.

A la fecha de este prospecto la cesión de la participación directa del 100% en la concesión JDM a nuestro favor se encuentra pendiente de aprobación por parte de la provincia de Río Negro.

Al 31 de diciembre de 2018 las concesiones 25 de Mayo-Medanito y JDM tenían los siguientes compromisos de inversión de capital con la Secretaría de Estado de Energía de Río Negro:

- Perforación de 20 pozos de desarrollo, cinco pozos de avanzada y dos pozos de exploración, a un costo estimado de US$37.1 millones, hasta el 2021; y

- Intervención de 19 pozos y abandono de 23 pozos, a un costo estimado de US$3.2 millones hasta el 2021.

Nuestro presupuesto para el año 2019 incluye la perforación y terminación de 12 pozos, de los cuales ya habíamos perforado y completado 7, y la ejecución de 8 obras de reacondicionamiento de pozos al 31 de marzo de 2019. Nuestro presupuesto estimado de inversiones para 2019 relacionados con estos compromisos es de US$23.2 millones, de los cuales ya habíamos desembolsado la suma de US$9.7 millones al 31 de marzo de 2019.

Las unidades productivas son las facies volcaniclásticas de la formación Choiyoi, las areniscas fluviales de la formación Tordillo y las facies clásticas-carbonáticas mezcladas de la formación Quintuco. Creemos que existe un alto potencial para proyectos de recuperación secundaria dados los bajos factores de recuperación actuales.

Coirón Amargo Norte

Somos operadores y titulares de una participación del 55% en la coinversión para la explotación de la concesión Coirón Amargo Norte en la cuenca neuquina, en la Provincia del Neuquén, que tiene una extensión de aproximadamente 26,598 acres brutos. Al 31 de diciembre de 2018 este bloque tenía Reservas Probadas de 0.6 MMboe y, durante el periodo de tres meses terminado el 31 de marzo de 2019, reportó una producción de 0.3 Mboe/d (de los cuales el 85% consistió en petróleo). La concesión vence en 2037. No tenemos compromisos de capital pendientes.

Este bloque tiene areniscas eolianas de la formación Tordillo que producen petróleo negro. Dado el potencial de gas seco de la formación Lotena, que ya ha sido identificado en Bajada del Palo Oeste, creemos que existe la oportunidad de ampliar dicha delineación a Coirón Amargo Norte durante 2019.

Águila Mora

Somos operadores y titulares de una participación del 90% en la coinversión con G&P para el aprovechamiento del permiso de exploración de Águila Mora en la cuenca neuquina, en la Provincia del Neuquén, que tiene una extensión de aproximadamente 23,475 acres brutos; y tenemos planeado delinear dicha área con el objeto de incrementar nuestro inventario actual de perforación de *shale*. El 11

de junio de 2019 se solicitó una nueva concesión de explotación no convencional por 35 años, que se espera obtener a mediados de julio de 2019, para comenzar a perforar en 2020.

Adquirimos nuestra participación en Águila Mora el 30 de noviembre de 2018. Véase la sección "*NUESTRO NEGOCIO - Adquisición de Águila Mora*" de este prospecto.

Coirón Amargo Sur Oeste

Este bloque consiste en una concesión de explotación no convencional con extensión de aproximadamente 16,440 acres brutos en la parte más importante de la formación Vaca Muerta en la Provincia del Neuquén, ubicados en forma contigua a bloques que ya se encuentran en proceso de desarrollo o en los que ya se han concluido pruebas piloto. Somos titulares de una participación del 10% en una coinversión en la que Shell (el operador del bloque) y G&P cuentan con participaciones del 80% y el 10%, respectivamente.

En marzo de 2018 se perforó el primer pozo, que reportó una producción superior a la curva estimada. Al 31 de diciembre de 2018 este bloque contaba con Reservas Probadas a nuestra participación de 1.3 MMboe y una producción medida a nuestra participación de 0.1 Mboe/d (89% petróleo), por el periodo de tres meses terminado el 31 de marzo de 2019. Al 31 de marzo de 2019 no hay compromisos de capital pendientes con la Provincia del Neuquén, ya que durante el primer trimestre de 2019 cumplimos con las inversiones pendientes consistentes en la perforación y terminación de 3 pozos horizontales.

Sur Río Deseado Este

Somos titulares de una participación del 16.95% en la coinversión para la explotación de la concesión Sur Río Deseado Este en la cuenca del Golfo San Jorge, en la provincia de Santa Cruz, que tiene una extensión de aproximadamente 75,604 acres brutos. El operador de este bloque para evaluación es Alianza Petrolera. Al 31 de diciembre de 2018 este bloque no contaba con Reservas Probadas y, durante el periodo de tres meses terminado el 31 de marzo 2019, no reportó producción alguna. La concesión vence en 2021. No tenemos compromisos de capital pendientes.

APCO Sucursal Argentina (actualmente APCO Oil & Gas S.A.U.) suscribió un contrato de *joint venture* no corporativo para la exploración de una porción de la concesión Sur Río Deseado Este, en la que tiene una participación del 44% y Quintana E&P es el operador. Este contrato de exploración cubre aproximadamente 63,249 acres brutos de un total de 75,604 acres brutos de Sur Río Deseado Este.

Acambuco

Somos titulares de una participación del 1.5% en la coinversión para la explotación de la concesión Acambuco en la cuenca Noroeste, en la provincia de Salta, que tiene una extensión de aproximadamente 293,747 acres brutos. El operador de este bloque de evaluación es Pan American Energy, que posee una participación del 52%. El porcentaje restante corresponde a otros dos socios: YPF, que tiene una participación del 45%; y Northwest Argentina Corporation, una subsidiaria de WPX Energy, que tiene una participación del 1.5%. Al 31 de diciembre de 2018, este bloque tenía Reservas Probadas netas de 0.5 MMboe y, durante el periodo de tres meses terminado el 31 de marzo de 2019, reportó una producción neta de 0.2 Mboe/d (de los cuales el 11% consistió en petróleo). La vigencia del lote de explotación San Pedrito, en la concesión Acambuco, termina en 2036 mientras que el lote de explotación Macueta, también bajo la concesión de Acambuco, expira en 2040. No existen compromisos de capital pendientes.

México

Adquisición de derechos sobre los bloques de Jaguar

El 30 de octubre de 2018 consumamos la adquisición del 50% de los derechos sobre tres bloques adjudicados a dos empresas de exploración y producción mexicanas, Jaguar Exploración y

Producción 2.3, S.A.P.I. de C.V., una empresa perteneciente íntegramente a Jaguar, y Pantera, una empresa perteneciente en un 67% a Jaguar y en un 33% a Sun God Energía México, S.A. de C.V., a través del Acuerdo de Operación Conjunta.

Como resultado de esta transacción, que fue aprobada por la CNH el 2 de octubre de 2018, somos titulares del 50% de los derechos sobre los siguientes bloques:

- CS-01 (23,517 acres brutos) y A-10 (85,829 acres brutos), ambos de los cuales serán operados por Vista (una vez que la CNH apruebe el cambio de operador); y
- TM-01 (17,889 acres brutos), operado por Jaguar.

El siguiente mapa muestra la ubicación de los bloques ubicados en México sobre los que tenemos derechos a la fecha de este prospecto:

La siguiente tabla contiene un resumen de los datos de los bloques ubicados en México en los que tenemos participaciones.

Bloque	Acres brutos	Participación	Operador	Litología	Perforación de Pozos	Campo	Vencimiento de la concesión
CS-01	23,517	50%	Vista	Piedra arenisca	50	2	2047
					19	4	
A-10.....	85,829	50%	Vista	Arenas de grano grueso			2047
TM-01	17,889	50%	Jaguar	Piedra caliza de arrecife	40	3	2047

Los operadores que se indican en la tabla anterior están sujetos a la aprobación de la CNH para la transferencia de su condición de operador.

La siguiente tabla contiene un resumen de las características al 31 de marzo de 2019 de los contratos de licencia que operaremos en México:

Bloque	Principales campos	Formaciones/ profundidad (mts)	Pozos productivos	Pozos de inyección
CS-01	Cafeto, Vernet	3,500/1,300	11	0
A-10	Viche, Güiro, Acachú y Acahual	2,596/3,000/2,500/2,500	3	0

Bloque CS-01

Somos titulares del 50% de los derechos derivados del contrato de licencia celebrado con la CNH para el bloque CS-01 en Tabasco, que tiene una extensión de aproximadamente 23,517 acres brutos, siendo Jaguar, el otro licenciatario, titular del 50% restante. Actualmente Jaguar opera este bloque, pero en los próximos meses será reemplazado por Vista de conformidad con el Acuerdo de Operación Conjunta con Jaguar, sujeto a la aprobación de la CNH. Durante el periodo de tres meses terminado el 31 de marzo de 2019 este bloque reportó una producción bruta de 376 boe/d (de los cuales el 86% consistió en petróleo). Este contrato de licencia vence en 2047. Al 31 de marzo de 2019, nuestros compromisos de capital pendientes ascendían a aproximadamente US$20.7 millones.

Tenemos la intención de optimizar las operaciones e instalar sistemas de cintas capaces de soportar la producción de arena. Además, planeamos perforar nuevos pozos y hacer intervenciones para producir reservas no desarrolladas en las formaciones de Zargazal y Amate.

A-10

Somos titulares del 50% de los derechos derivados del contrato de licencia celebrado con la CNH para el bloque A-10 en Tabasco, que tiene una extensión de aproximadamente 85,829 acres brutos, siendo Pantera, el otro licenciatario, titular del otro 50%. Pantera opera este bloque, pero en los próximos meses será reemplazado por Vista de conformidad con el Acuerdo de Operación Conjunta, sujeto a la aprobación de la CNH. Durante el periodo de tres meses terminado el 31 de marzo de 2019, este bloque reportó una producción bruta de 388 Mboe/d (de los cuales el 0% consistió en petróleo). Este contrato de licencia vence en 2047. Al 31 de marzo de 2019, nuestros compromisos de capital pendientes ascendían a aproximadamente US$13.7 millones.

Tenemos la intención de instalar compresores en los pozos existentes y delinear en mayor medida la formación Amate dentro de este bloque con pozos exploratorios.

TM-01

Somos titulares del 50% de los derechos derivados del contrato de licencia celebrado con la CNH para el bloque TM-01 en Veracruz, que tiene una extensión de aproximadamente 17,889 acres brutos, siendo Jaguar, el otro licenciatario, el operador de este bloque y titular del otro 50% de los derechos. Al 31 de marzo de 2019, este bloque no había reportado producción alguna. Este contrato de licencia vence en 2047. Al 31 de marzo de 2019, nuestros compromisos de capital pendientes ascendían a aproximadamente US$8.9 millones en un lapso de dos años, de conformidad con el plan de exploración aprobado por la CNH.

Tenemos contemplado incrementar la producción mediante la reapertura de los pozos inactivos existentes, lo cual nos permitirá producir petróleo de las formaciones Abra, Tamabra y San Andrés. Además, perforaremos nuevos pozos de exploración y desarrollo.

Producción de reservas de petróleo y gas

Reservas

La información incluida en este prospecto con respecto a las cantidades estimadas de Reservas Probadas se deriva de las estimaciones de reservas probadas al 31 de diciembre de 2018. Las Reservas Probadas estimadas se derivan del Reporte de Reservas 2018 preparado por GCA, de fecha 13 de febrero de 2019, una firma independiente de ingeniería en reservas, que forma parte de este prospecto. El Reporte de Reservas 2018 fue preparado para nosotros por GCA con base en información proporcionada por los anteriores titulares de los bloques que adquirimos y contiene una valuación de reservas de petróleo y gas, al 31 de diciembre de 2018, ubicadas en los bloques Entre Lomas, Bajada del Palo, Agua Amarga, Coirón Amargo Norte, Águila Mora, Coirón Amargo Suroeste, Acambuco, Jagüel de los Machos y 25 de Mayo-Medanito, en Argentina, las cuales fueron adquiridas por nosotros de conformidad con la Combinación Inicial de Negocios.

Consideramos que nuestras estimaciones con respecto a los volúmenes restantes de Reservas Probadas de petróleo y gas, son razonables. De conformidad con la Regla 4-10 del Reglamento S-X expedido por la SEC, las Reservas Probadas de petróleo y gas son aquellas cantidades de petróleo y gas que, con base en el análisis de información geológica y de ingeniería, pueden estimarse con razonable certeza en el sentido de que son económicamente productivas —de una determinada fecha en adelante, a partir de las reservas conocidas y bajo las condiciones económicas, métodos operativos y regulaciones gubernamentales existentes— antes de que venzan los contratos que confieren el derecho de operación, a menos que existan indicios de que su prórroga es razonablemente cierta, independientemente de los métodos de cálculo o probabilísticos que se utilicen para estimarlas. El proyecto de extracción de hidrocarburos debe de haber comenzado o el operador debe tener una certeza razonable de que dará inicio a dicho proyecto dentro de un lapso de tiempo razonable.

Al 31 de diciembre de 2018

La siguiente tabla contiene información resumida acerca de las reservas desarrolladas y las reservas no desarrolladas netas de los activos de petróleo y gas en Argentina al 31 de diciembre de 2018. Las Reservas Probadas no desarrolladas y desarrolladas estimadas se calcularon con base en las participaciones en las concesiones, incluyendo una participación del 100% en Entre Lomas, Agua Amarga, Bajada del Palo Oeste y Bajada del Palo Este, un 10% en Coirón Amargo Sur Oeste, 90% en Águila Mora, un 55% en Coirón Amargo Norte, un 1.5% en Acambuco, un 16.95% en Sur Río Deseado Este, un 100% en JDM y un 100% en 25 de Mayo-Medanito.

	Petróleo Crudo condensado y NGL (MMbbl)	Consumo más ventas de gas natural	Reservas totales (MMboe)	% de petróleo
Probadas desarrolladas en participación	27.1	103.4	45.5	59.6%
Probadas no desarrolladas en participación	7.1	28.2	12.1	58.7%
Total Probados en participación	34.2	131.6	57.6	59.4%

Nota: Es posible que los totales no sumen debido a factores de redondeo.
(1) Nuestros volúmenes de hidrocarburos líquidos incluyen petróleo crudo, condensado y LGN (GLP y gasolina natural). No incluimos cifras separadas para las reservas de NGL porque representaban menos del 5.2% y 3.1% de nuestras reservas probadas desarrolladas y no desarrolladas al 1 de enero de 2018 y 31 de diciembre de 2018, respectivamente.
(2) El consumo de gas natural representó el 27,2% del total de reservas de gas natural (consumo más ventas de gas natural) al 1 de enero de 2018 y el 16,9% al 31 de diciembre de 2018.

Al 31 de diciembre de 2018, las reservas probadas de petróleo y gas que tenemos en Argentina (tanto desarrolladas como no desarrolladas) ascendían a un total de 57.6 MMboe (consistentes en 34.2 MMbbl de petróleo condensado y NGL y 131.6 Bncf o 23.4 MMboe de gas); y las reservas probadas totales de petróleo representaban el 59.4% de las reservas probadas totales.

Proceso de estimación de reservas - Controles internos

Contamos con un equipo de ingenieros petroleros y expertos en ciencias geofísicas que colaboran estrechamente con nuestros ingenieros de reservas independientes para garantizar la integridad, precisión y oportunidad de la información suministrada a estos últimos para efectos del proceso de estimación, quienes conocen las propiedades específicas objeto de evaluación. Nuestro Director de Operaciones, Juan Garoby, es el principal responsable de supervisar tanto la preparación de las estimaciones de nuestras reservas como nuestro sistema de control interno sobre dicha preparación. Cuenta con más de 20 años de experiencia en materia de exploración y producción, y con experiencia en la prestación de servicios a campos petroleros.

Para garantizar la calidad y consistencia de las estimaciones de nuestras reservas y de la información que revelamos al respecto, contamos y cumplimos con un proceso de reservas que cumple con los siguientes objetivos clave en cuestión de control:

- las estimaciones se preparan utilizando prácticas y metodologías generalmente aceptables;
- las estimaciones se preparan en forma objetiva y libre de prejuicios;
- las estimaciones y los cambios en estas se preparan en forma oportuna;
- las estimaciones y los cambios en estas están debidamente respaldados y aprobados; y
- las estimaciones y la información que revelamos al respecto se preparan de conformidad con los requisitos establecidos en la regulación aplicable.

A lo largo de cada año, nuestro equipo técnico se reúne con “Ingenieros Independientes Capacitados en Reservas”, quienes reciben pleno acceso a información completa y correcta acerca de las propiedades que habrán de evaluar y al personal aplicable. Esta evaluación independiente de nuestras estimaciones internas es benéfica en el sentido de que garantiza que las interpretaciones y los juicios sean razonables y que las estimaciones estén libres de prejuicios por parte de quienes las prepararon y por parte de nuestra administración.

En reconocimiento de que las estimaciones en cuanto a las reservas se basan en interpretaciones y juicios, se considera que las diferencias del 10% o menos entre las estimaciones preparadas a nivel interno y las preparadas por un Ingeniero Independiente Capacitado en Reservas, en total, se ubican dentro de un rango de diferencia razonable. Las diferencias superiores al 10% deben resolverse durante las reuniones técnicas. Una vez resueltas las diferencias, el Ingeniero Independiente Capacitado en Reservas envía una copia preliminar del reporte de reservas a nuestros directivos relevantes, quienes actúan con el carácter de Comité de Revisión de Reservas. Nuestro Director General, Director de Operaciones, Director de Finanzas y Director de Relaciones con Inversionistas y Planeación Estratégica forman parte de este comité.

Ingenieros Independientes Capacitados en Reservas

La información relativa a nuestras reservas de los activos en Argentina en el 2018, fue auditada por GCA, una firma independiente. GCA es una firma global de consultoría en materia de petróleo y gas que ofrece servicios de asesoría técnica, comercial y estratégica a la industria del petróleo y gas desde hace más de 50 años. Vista solicitó que GCA preparara un reporte, mismo que fue emitido el 13 de febrero de 2019 y cubre las reservas al 31 de diciembre de 2018 de los activos que poseemos en Argentina.

Tecnología empleada para estimar las reservas

De conformidad con los lineamientos expedidos por la SEC, las Reservas Probadas son aquellas cantidades de petróleo y gas que, con base en el análisis de información geológica y de ingeniería,

pueden estimarse con razonable certeza en el sentido de que son económicamente productivas —de una determinada fecha en adelante, a partir de las reservas conocidas y bajo las condiciones económicas, métodos operativos y regulaciones gubernamentales existentes— antes de que venzan los contratos que confieren el derecho de operación, a menos que existan indicios de que su prórroga es razonablemente cierta, independientemente de los métodos de cálculo o probabilísticos que se utilicen para estimarlas.

El proyecto de extracción de hidrocarburos debe de haber comenzado o el operador debe tener una certeza razonable de que dará inicio a dicho proyecto dentro de un lapso de cinco años. El término "certeza razonable" implica un alto grado de confianza de que las cantidades de petróleo y/o gas natural que efectivamente se recuperen serán iguales o superiores a las estimadas. La certeza razonable se puede obtener utilizando técnicas cuya eficacia ha quedado demostrada por la producción real de proyectos ubicados en el mismo yacimiento o en yacimientos análogos, o por otras pruebas que utilicen tecnología confiable que genere certeza razonable. La tecnología confiable es una tecnología o un conjunto de tecnologías (incluyendo métodos computacionales) que ha sido probada en campo y ha demostrado que produce resultados razonablemente ciertos en forma consistente y reiterada en la formación evaluada o en formaciones análogas.

Existen varias metodologías generalmente aceptadas para la estimación de reservas, incluyendo metodologías volumétricas, de análisis del declive, de saldos significativos, de uso de modelos de simulación y por analogía. Las estimaciones pueden prepararse utilizando cualquiera de estos métodos de determinación. El método seleccionado debe ser aquel que el evaluador profesional considere más apropiado en vista de la naturaleza geológica de la propiedad, el alcance de su historial operativo y la calidad de la información disponible. Es posible que resulte adecuado utilizar varios métodos para preparar la estimación relativa a una propiedad.

Las estimaciones deben prepararse utilizando toda la información disponible (registros de excavaciones abiertas y selladas, análisis medulares, mapas geológicos, interpretaciones sísmicas, datos de producción/inyección y análisis de pruebas de presión). La información de soporte —incluyendo la relativa a porcentajes de participación, regalías y costos de operación— debe conservarse y actualizarse cuando sufra cambios significativos.

Nuestras Reservas Probadas estimadas al 31 de diciembre de 2018 se basan en estimaciones generadas mediante la integración de la información disponible y adecuada, utilizando tecnologías reconocidas que a través de su uso en campo han demostrado que producen resultados consistentes y repetibles. Los datos utilizados en estas evaluaciones integrales incluyeron información obtenida directamente del subsuelo a través de perforaciones, como es el caso de los registros de los pozos, las muestras de contenido de la reserva, las muestras de fluidos, la información sobre la presión estática y dinámica, los resultados de las pruebas de producción y la información acerca de vigilancia y desempeño. Los datos utilizados también incluyeron información obtenida a través de mediciones indirectas, incluyendo información sísmica de alta calidad en segunda y tercera dimensiones, calibrada con los controles de pozos disponibles. Cuando ello resultó aplicable, también se utilizó información geológica visible en la superficie. Las herramientas empleadas para interpretar e integrar toda esta información incluyeron software para modelación de reservas tanto propio como comercial, simulaciones y análisis de datos. En algunos casos, cuando se tuvo acceso a modelos de reservas análogos apropiados, los parámetros de reservas de estos modelos análogos se utilizaron para incrementar la confiabilidad de las estimaciones de nuestras reservas.

Extensión de acres

Al 31 de marzo de 2019, nuestro total de acres, desarrollados y no desarrollados, en Argentina, tanto en términos brutos como netos, era el que refleja la siguiente tabla. Dicha tabla incluye el total de acres por nosotros y nuestras subsidiarias, operaciones conjuntas y asociadas.

	Total de acres		Total de acres operados		Total de acres operados no desarrollados	
	Bruto	**Neto**	**Bruto**	**Neto**	**Bruto**	**Neto**
Argentina	907,000	525,000	95,000	76,000	812,000	450,000
México	128,000	64,000	6,000	3,000	122,000	61,000

Pozos productivos

La siguiente tabla muestra nuestro total de pozos productivos bruto y neto en Argentina y México al 31 de marzo de 2019. La tabla incluye el total de pozos productivos bruto y neto de nuestras subsidiarias, operaciones conjuntas y asociaciones. No perforamos ningún pozo de exploración seco durante el 2018 y fuera de los 20 pozos de desarrollo seco durante 2019, 2 estaban secos.

	Petróleo		Gas		Total pozos	
	Bruto	**Neto**	**Bruto**	**Neto**	**Bruto**	**Neto**
Argentina	1,009	1,000	61	55	1,070	1,055
México	11	6	3	2	14	7

Actividades actuales

La siguiente tabla muestra el número de pozos ubicados en Argentina y México que se encuentran en proceso de perforación o de terminación activa, así como el número de pozos suspendidos o que se encontraban pendientes de terminación al 31 de marzo de 2019. Para más información sobre nuestras actividades actuales, véase la sección "*NUESTRO NEGOCIO - Actividades de perforación*" de este prospecto.

Pozos de petróleo	**Pozos en proceso de perforación o terminación activa en Argentina**	**Pozos en proceso de perforación o terminación activa en México**
Bruto	8	0
Neto	8	0
Pozos de gas		
Bruto	0	0
Neto	0	0

Producción

La siguiente tabla muestra la información de la producción de gas natural y volúmenes de venta en Argentina, durante el durante el periodo de tres meses terminado el 31 de marzo de 2019.

	Producción neta promedio por el periodo de tres meses terminado el 31 de marzo de 2019			
Bloque	**Petróleo (en miles de barriles)**	**Gas Natural (en millones de pies cúbicos)**	**Participación**	**Operador**
Cuenca Neuquina				
Entre Lomas Neuquén	99.7	132.0	100%	Vista
Entre Lomas Río Negro	347.9	1,544.5	100%	Vista
Bajada del Palo Oeste	147.0	1,891.8	100%	Vista
Bajada del Palo Este	52.2	406.9	100%	Vista

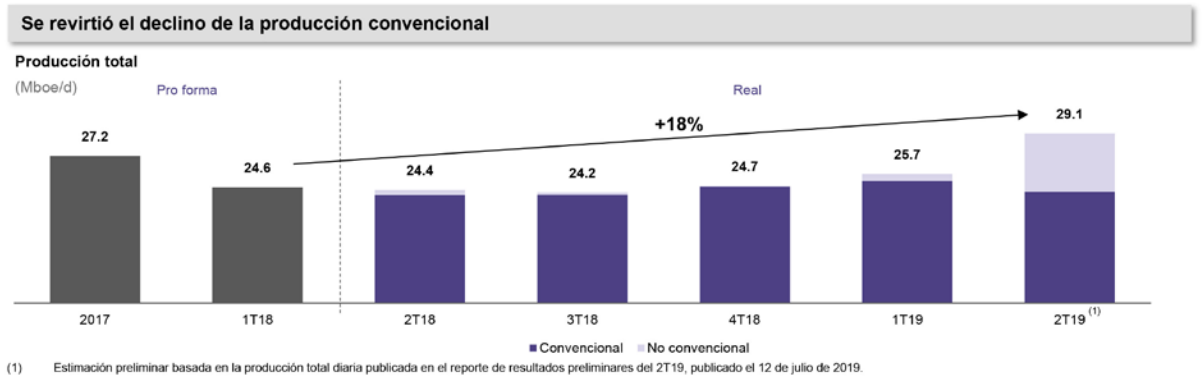
Jarilla Quemada	33.9	182.0	100%	Vista
Charco del Palenque	-	-	100%	Vista
25 de Mayo-Medanito	330.4	114.8	100%	Vista
JDM	304.2	547.7	100%	Vista
Coirón Amargo Norte	20.4	20.0	55%	Vista
Águila Mora	0	0	90%	Vista
Coirón Amargo Sur Oeste	5.5	3.9	10%	Shell
Cuenca Golfo San Jorge				
Sur Río Deseado Este	0	0	16.95%	Alianza Petrolera
Cuenca Noroeste				
Acambuco	2.0	89.5	1.5%	Pan American Energy

(1) La producción de petróleo se compone de la producción de petróleo crudo, condensado y gasolina natural. Nuestra producción de gasolina natural se mezcla y se vende con nuestra producción de petróleo crudo y condensado y representa menos del 0.05% de nuestra producción diaria promedio.
(2) La producción de gas natural excluye el consumo de gas natural, el cual estimamos que representó el 21% de nuestra producción total de gas natural (consumo más ventas de gas natural) para el periodo de tres meses terminado el 31 de marzo de 2019.

	Producción neta promedio por el periodo de nueve meses terminado el 31 de diciembre de 2018			
Bloque	**Petróleo Crudo (en miles de barriles)**	**Gas Natural (en millones de pies cúbicos)**	**Participación**	**Operador**
Cuenca Neuquina				
Entre Lomas Neuquén	433.2	647.3	100%	Vista
Entre Lomas Río Negro	1,383.3	4,721.7	100%	Vista
Bajada del Palo Oeste	450.3	7,336.1	100%	Vista
Bajada del Palo Este	232.0	1,610.4	100%	Vista
Jarilla Quemada	157.1	938.4	100%	Vista
Charco del Palenque	-	-	100%	Vista
25 de Mayo-Medanito	1,362.0	671.4	100%	Vista
JDM	1,134.0	2,117.4	100%	Vista
Coirón Amargo Norte	102.8	84.4	55%	Vista
Águila Mora	0	0	90%	Vista
Coirón Amargo Sur Oeste	75.5	53.3	10%	Shell
Cuenca Golfo San Jorge				
Sur Río Deseado Este	0	0	16.95%	Alianza Petrolera
Cuenca Noroeste				
Acambuco	8.2	398.5	1.5%	Pan American Energy

(1) La producción de petróleo se compone de la producción de petróleo crudo, condensado y gasolina natural. Nuestra producción de gasolina natural se mezcla y se vende con nuestra producción de petróleo crudo y condensado y representa menos del 0.05% de nuestra producción diaria promedio.
(2) La producción de gas natural excluye el consumo de gas natural, el cual estimamos que representó el 21% de nuestra producción total de gas natural (consumo más ventas de gas natural) para el periodo de nueve meses terminado el 31 de marzo de 2019.

La siguiente tabla muestra la evolución de nuestra producción desde 2017 hasta el periodo de tres meses que termina el 31 de marzo de 2019, y un desglose mensual de este último periodo. La información de producción para 2017 y el periodo de tres meses terminado el 31 de marzo de 2018 corresponde a la información de producción de todos los activos adquiridos en la Combinación Inicial de Negocios.



Actividades de perforación

A la fecha de este prospecto todas nuestras actividades de perforación estaban concentradas en Argentina. Al 31 de marzo de 2019, y desde el 4 de abril de 2018, habíamos perforado y terminado 29 pozos convencionales y habíamos realizado 16 reparaciones. De éstos, 24 pozos nuevos estaban enfocados en formaciones tendientes a producir petróleo, mientras que 5 pozos nuevos estaban enfocados en formaciones tendientes a producir gas. Durante el periodo de tres meses terminado el 31 de marzo de 2019, los gastos de capital en perforaciones convencionales y actividades de intervención ascendieron a US$18.2 millones y durante el periodo de nueve meses terminado el 31 de diciembre de 2018, los gastos de capital en perforaciones convencionales y actividades de intervención ascendieron a US$43.2 millones.

Además, realizamos inversiones en actividades de desarrollo del *shale* en Vaca Muerta. Durante el periodo de tres meses terminado el 31 de marzo de 2019, invertimos US$53.9 millones, de los cuales US$53.3 millones corresponden al desarrollo de Vaca Muerta en Bajada del Palo Oeste (donde completamos el primer *pad* de 4 pozos y perforamos todas las secciones horizontales del segundo de 4 pozos, y se están construyendo instalaciones asociadas), y US$0.6 millones para el bloque CASO. Durante el Periodo Sucesor 2018 invertimos US$57.7 millones, de los cuales US$53.8 correspondieron a desarrollo en Bajada del Palo Oeste operado por Vista y US$3.9 millones correspondieron a la perforación y terminación de un pozo en el bloque CASO operado por Shell. Al 31 de marzo de 2019 teníamos 2 equipos de perforación operando activamente en el bloque Bajada del Palo Oeste: uno provisto de última tecnología "*walking rig*" y otro más pequeño especializado en la construcción de las secciones guía e intermedia de los pozos. Tenemos planeado incorporar un equipo adicional durante el segundo semestre de 2019. Aunque hemos definido un plan de desarrollo inicial para el bloque Bajada del Palo Oeste que incluye la perforación de aproximadamente 200 pozos horizontales para el año 2022, nuestro plan de desarrollo completo incluye la perforación de más de 400 pozos horizontales con longitud lateral de entre 2,500 metros y 3,000 metros utilizando tres equipos de perforación móviles. Además, en el bloque Bajada del Palo Este, para el que recientemente obtuvimos una concesión de explotación no convencional, nos hemos comprometido con la Provincia del Neuquén a perforar cinco pozos horizontales para concluir la delineación del bloque hacia finales de 2021 y definir un plan de

desarrollo para todo el campo. Adicionalmente en Águila Mora, solicitamos el 11 de junio de 2019 la concesión de explotación no convencional por 35 años, que se espera obtener a mediados de julio de 2019, para comenzar a perforar en 2020.

Compromisos de entrega

A la fecha de este prospecto todos nuestros compromisos de entrega de petróleo y gas estaban concentrados en Argentina. Las principales fuentes del petróleo y gas que producimos en Argentina son los bloques Bajada del Palo Oeste, Entre Lomas Neuquén, Entre Lomas Río Negro, 25 de Mayo-Medanito y JDM. Para mayor información acerca de estos bloques, véase la sección "*NUESTRO NEGOCIO - Producción de petróleo crudo y producción de gas natural en Argentina*".

Estamos comprometidos a suministrar cantidades fijas y determinadas de petróleo crudo, gas natural y NGL en el futuro próximo a través de diversos arreglos contractuales, algunos de los cuales están celebrados sobre la base de toma en firme mientras que otros lo están sobre la base de *spot*. Aunque el comportamiento estacional de la demanda de gas natural durante el invierno y el otoño afecta los precios que recibimos a cambio de nuestra producción, dicha estacionalidad no ha tenido un efecto significativo en nuestra capacidad para llevar a cabo nuestras operaciones, incluyendo nuestras actividades de perforación y terminación.

Al 31 de marzo de 2019 el 100% de nuestra producción de petróleo estaba sujeta a compromisos de entrega mensual. De acuerdo con nuestras estimaciones, al 31 de marzo de 2019 nuestra producción propia era suficiente para cumplir con nuestros compromisos contractuales de entrega, que no se prorrogaban más allá del mes de marzo de 2019.

Tratándose del gas natural, en abril de 2018 asumimos compromisos anuales que representan aproximadamente el 90% de nuestra producción total vendible, sujeto a precios que varían dependiendo de la estación. El resto de nuestra producción se vende en el mercado *spot* en tanto concretamos oportunidades de entrega firmes.

En el caso de los NGL, estamos comprometidos a entregar una cuota específica de propano de conformidad con un contrato con el Ministerio de Energía de Argentina que representa aproximadamente el 40% de nuestra producción anual, con el objeto de garantizar la satisfacción de la demanda local de parte de las redes residenciales; y vendemos el resto de nuestra producción en el mercado libre. Tratándose del butano, de conformidad con un Decreto Nacional entregamos aproximadamente el 85% de nuestra producción anual para garantizar la satisfacción de la demanda de parte de los cilindros de NGL locales para clientes residenciales.

Modalidad de contratación "One Team Contracts"

Hemos implementado un novedoso enfoque de contratación que tiene por objeto alinear nuestros intereses como operadores y el de los contratistas, a través de un mecanismo de pago por desempeño. Desde el punto de vista operativo, buscamos integrarnos con nuestros proveedores de servicios compartiendo objetivos y metas y utilizando los mismos indicadores, lo cual proporciona incentivos para el personal de todas las empresas que trabajan al amparo de los One Team Contracts. Algunos de nuestros contratos más importantes ya han migrado al modelo de los One Team Contracts, (i) "One Team" Perforación, del que son partes Schlumberger y Nabors; (ii) "One Team" Terminación, del que son partes Schlumberger y Brent Energía y Servicios; y (iii) "One Team" Extracción, del que es parte Quintana Well Pro. Estamos negociando otros One Team Contracts para operación y mantenimiento; y prevemos que estos contratos serán implementados en el transcurso de 2019.

Transporte y tratamiento

En los bloques que operamos en Argentina, transportamos y tratamos nuestra producción de petróleo, gas y agua en instalaciones de transporte y tratamiento ya existentes que cuentan con suficiente capacidad ociosa para procesar y entregar nuestra producción actual y nuestra producción inicial de *shale* a los sistemas de ductos Oldelval y TGS. Estas instalaciones de tratamiento están

integradas por oleoductos y gasoductos, 29 baterías distribuidas a lo largo de los bloques, 2 plantas de tratamiento de petróleo, 2 plantas de tratamiento de agua, nueve plantas de compresión y un complejo gasero.

Toda la producción de los bloques Entre Lomas, Bajada del Palo Oeste, Bajada del Palo Este, Agua Amarga y Coirón Amargo Norte (excluyendo la producción de gas de Bajada del Palo Oeste, que se inyecta a un gasoducto cercano) se recauda y transporta a la planta de tratamiento de petróleo, la planta de tratamiento de agua y el complejo gasero que se ubican en el bloque Entre Lomas (las "Instalaciones de Producción Centrales de Entre Lomas". Las Instalaciones de Producción Centrales en Entre Lomas, que están integradas por: (i) un complejo gasero con capacidad existente de aproximadamente 45 MMscf/d de gas y una capacidad ociosa de aproximadamente el 50%; (ii) una planta de tratamiento de petróleo crudo en donde se están haciendo trabajos para llevar la capacidad a aproximadamente 25,000 bbl/d en 2019 y una capacidad ociosa de aproximadamente el 65%; y (iii) una planta de tratamiento de agua con capacidad existente de aproximadamente 80,000 bbl/d.

La producción de los bloques 25 de Mayo-Medanito y JDM se recauda y transporta a la planta de tratamiento de petróleo y la planta de tratamiento de agua ubicada en el bloque 25 de Mayo-Medanito (las "Instalaciones de Producción Centrales en Medanito"). Las Instalaciones de Producción Centrales en Medanito están integradas por: (i) una planta de tratamiento de petróleo crudo con capacidad de procesamiento existente de aproximadamente 19,000 bbl/d y una capacidad ociosa de aproximadamente el 60%; y (ii) una planta de tratamiento de agua con capacidad existente de aproximadamente 70,000 bbl/d. La producción de gas se capta y entrega a la planta de procesamiento de gas de Medanito S.A., donde es endulzada y procesada.

Acuerdo de inversión en el Midstream

El crecimiento de la producción de petróleo y gas de la formación Vaca Muerta en Argentina, ha creado la necesidad de inversiones para captación, procesamiento y evacuación, como también necesidad potencial de depósitos y terminales de crudo, procesamiento de condensado y transporte de petróleo y gas. Junto con Riverstone, una compañía con un exitoso historial en la creación de empresas de midstream independientes en América del Norte, y Southern Cross Group, una de las firmas de capital privado más grandes y con mayor trayectoria en América Latina, estamos creando Aleph Midstream, una compañía independiente que espera convertirse en un importante operador de midstream en la cuenca neuquina.

A dicho efecto, hemos hecho acuerdo con una afiliada de Riverstone, y con una afiliada de Southern Cross Group (los "socios"), para crear un acuerdo de asociación en el midstream en Argentina ("Aleph Midstream"). Sujeto al cumplimiento de ciertas condiciones precedentes, incluyendo obtener ciertas aprobaciones regulatorias, nuestros socios esperan contribuir con hasta US$160 millones en total a Aleph Midstream, a cambio de un interés controlante de hasta un 78.4% del capital total de Aleph Midstream. El destino de tal aporte se espera que sea utilizarlos para la construcción de los requerimientos de midstream para la captación, procesamiento y evacuación de nuestra producción de petróleo y gas en la cuenca neuquina, incluyendo baterías, plantas compresoras, plantas de tratamiento y procesamiento de petróleo, gas y agua y determinados ductos de petróleo y gas ("nuevas instalaciones"). Esperamos contribuir con la mayoría de nuestros activos de midstream ubicados en la cuenca neuquina ("instalaciones existentes", y junto con las nuevas instalaciones, los "activos de midstream"), valuados en aproximadamente US$45 millones, a Aleph Midstream, a cambio de una participación en el capital de Aleph Midstream de al menos 21.6%, para ser efectiva como una re-organización no gravada por impuestos. Si la contribución de los activos no se produce antes del 1 de enero de 2020, tendremos la obligación de aportar US$45 millones en efectivo, proporcionalmente a nuestra participación del 21.6% en Aleph Midstream. Celebraremos un acuerdo con Aleph Midstream de conformidad con el cual Aleph Midstream operaría las instalaciones existentes, independientemente de que los activos sean contribuidos. Aleph Midstream tendrá un Equipo de Administración independiente y su Comité de Dirección estará presidido por un presidente independiente.

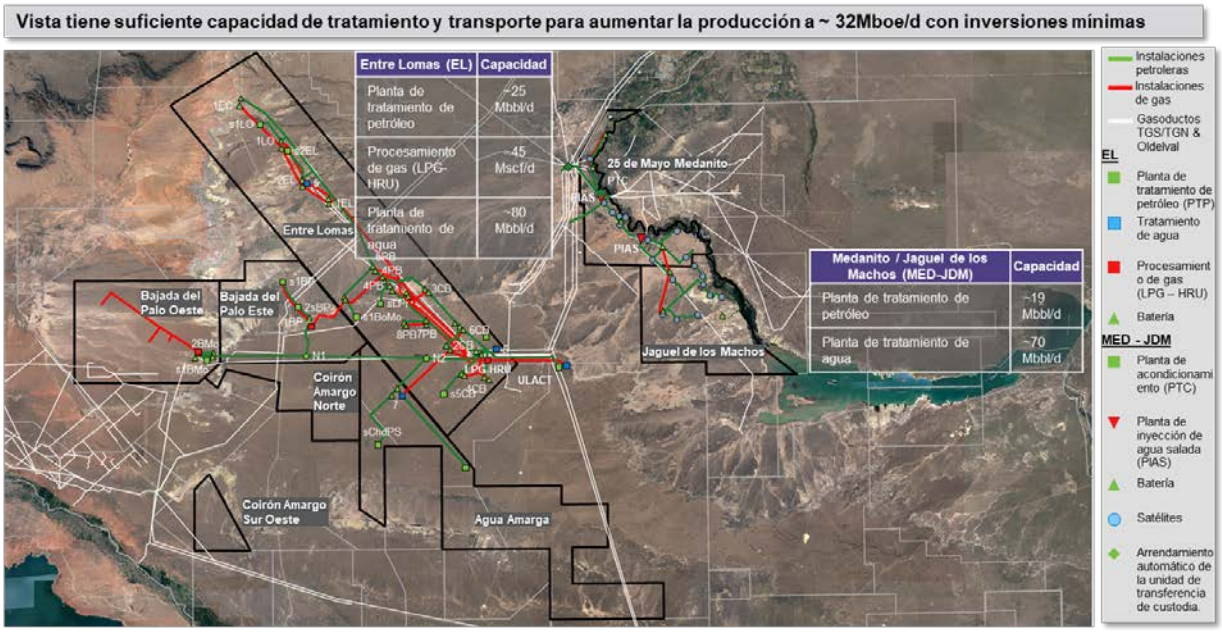
Si las condiciones para formar Aleph Midstream se implementan completamente, se espera que Aleph Midstream se convierta en el primer operador de midstream centrado en brindar servicios de

captación, procesamiento y evacuación para la producción de petróleo y gas en la cuenca neuquina y que invierta el capital necesario para construir instalaciones de midstream adicionales requeridas para el aumento de producción de petróleo y gas esperado por Vista y por los nuevos clientes que Aleph Midstream pretende obtener.

Con la provisión de servicios de midstream, Aleph Midstream podría facilitar a los operadores del upstream el enfocarse en sus actividades clave de E&P. La historia de los plays no convencionales en los Estados Unidos de América demuestra que el traspaso de los requerimientos de infraestructura a un tercero podría permitir un potencial crecimiento más rápido de la producción. Además, sistemas unificados de evacuación de petróleo y gas podrían generar sinergias que los operadores individuales no podrían realizar solos, lo que reduciría los costos en la cuenca.

Además, esperamos celebrar un acuerdo marco de servicios de midstream (el "MMSA") con Aleph Midstream a condiciones del mercado, en virtud del cual Vista comprometería la producción de ciertos bloques dedicados ubicados en la cuenca neuquina (inicialmente Bajada del Palo Oeste, Entre Lomas, Charco del Palenque, Jarilla Quemada, Jaguel de los Machos y 25 de Mayo-Medanito), a Aleph Midstream, que se convertirá en el proveedor exclusivo de ciertos servicios de Midstream para la producción de esos bloques. Adicionalmente, de conformidad con dicho acuerdo, Aleph Midstream tendrá la opción, a través del derecho de adquisición preferente, de brindar servicios de manera exclusiva a algún otro de nuestros activos actuales o futuros en la cuenca neuquina. Se espera que el derecho de Aleph Midstream de ser o convertirse en el proveedor exclusivo de servicios de midstream para algunos de nuestros activos dure quince (15) años a partir de la fecha de vigencia del acuerdo. De conformidad con dicho acuerdo, esperamos comprometer y entregar un volumen mínimo de hidrocarburos a Aleph Midstream a una tarifa acordada, más los gastos operativos, mientras que los volúmenes adicionales se cobrarán a una tarifa spot acordada. Finalmente, se anticipa que, si ciertas aprobaciones regulatorias requeridas relacionadas con los títulos de concesión a ciertos activos de midstream que se obtendrán por Vista y se asignen a Aleph Midstream no se obtuvieran antes de (i) la fecha en que los socios hayan contribuido US$75 millones en Aleph Midstream, u (ii) 11 meses después del cierre de la transacción relacionada con Aleph Midstream, los socios tendrán el derecho de ejercer una opción de venta contra Vista sobre su participación en Aleph Midstream un precio tal que compensará su contribución en efectivo a Aleph Midstream, sumado a un interés acordado, y nosotros tendremos 12 meses para realizar dicho pago. Para obtener más información sobre Aleph Midstream y MMSA, consulte " *OPERACIONES CON PARTES RELACIONADAS - Aleph Midstream*".

Mapa de la infraestructura instalada



Una vez tratada, transportamos nuestra producción de petróleo y gas por distintos medios dependiendo de la infraestructura disponible y de la eficiencia en costos del sistema de transporte en un determinado lugar. Utilizamos el sistema de oleoductos y pipas para transportar petróleo a nuestros clientes. El petróleo generalmente se vende a través de contratos que establecen que el productor es responsable del transporte del petróleo producido desde el campo hasta el puerto de embarque y de todos los costos y riesgos de transporte. Sin embargo, el gas se vende en el punto de entrega del gasoducto cercano al campo y, por tanto, el cliente corre con todos los costos y gastos de transporte relacionados. El transporte de petróleo y gas en Argentina opera bajo condiciones de “acceso abierto” no discriminatorias, en las que los productores tienen igual y abierto acceso a la infraestructura de transporte. Contamos con capacidad de almacenamiento limitada en la terminal de petróleo ubicada en Puerto Rosales, cerca de Bahía Blanca, desde donde enviamos petróleo a nuestros clientes.

Panorama general de las concesiones de explotación en Argentina

Para una descripción del marco jurídico aplicable a las concesiones de explotación de petróleo y gas en Argentina, véase la sección “*NUESTRO NEGOCIO - Marco regulatorio de la industria del petróleo y gas en Argentina*”.

Clientes y mercadotecnia

Mercados de petróleo

En Argentina, nuestra producción de petróleo crudo se vende principalmente a refinerías en el mercado local. Nuestros principales clientes son Shell (Raizen) y Trafigura, que durante el periodo de tres meses terminado el 31 de marzo de 2019 y el Periodo Sucesor 2018, respectivamente, representaron el 99% y el 72% de nuestro total de ingresos por la venta de petróleo. Aproximadamente el 99% de nuestro petróleo es producido en la cuenca neuquina y es conocido como petróleo crudo Medanito, que es un petróleo de alta calidad que en términos generales goza de gran demanda entre las refinerías argentinas para su posterior distribución en el mercado nacional. La producción de nuestros bloques en la cuenca neuquina es transportada a Puerto Rosales —un importante puerto industrial en la región sur de la provincia de Buenos Aires— a través del sistema de oleoductos Oldelval, de donde se envía ya sea al mercado de refinación local, que está conformado por cinco refinerías activas, o bien, a clientes internacionales por transporte marítimo. Aunque otorgamos prioridad a las relaciones de largo

plazo con clientes nacionales, estamos buscando desarrollar relaciones con clientes internacionales con el objeto de contar con una cartera diversificada ante nuestro esperado crecimiento en producción en los próximos años.

En México, todo nuestro petróleo se vende a Pemex, de conformidad con el Acuerdo de Operación Conjunta. Jaguar y Pantera, como operadores de las áreas contractuales en las que son socios de Vista Holding II celebraron contratos de compraventa de gas y de petróleo con Pemex Exploración y Producción por cada una de las áreas contractuales para venderle la producción de hidrocarburos que se obtiene de las mismas. Jaguar y Pantera, como operadores, venden el 100% de la producción a Pemex y cobran a Vista Holding II un porcentaje sobre dicha venta. Para mayor información sobre el Acuerdo de Operación Conjunta, favor de referirse a la sección "*NUESTRO NEGOCIO - Nuestra Historia - Adquisición de derechos sobre los bloques de Jaguar*" del presente prospecto. Para mayor información sobre la industria del gas en México, favor de referirse a la sección "*PANORAMA DE LA INDUSTRIA Y REGULATORIO - Panorama de la industria del petróleo y gas en México*" del presente prospecto.

Mercados de gas natural y NGL

En Argentina hemos establecido una cartera de clientes sumamente diversificada para nuestro gas natural. Nuestros principales clientes en el 2018 fueron empresas industriales, que durante el primer trimestre del 2019 y el Periodo Sucesor 2018, representaron el 58% y el 85% de nuestro total de ingresos por la venta de gas natural de dicho periodo, respectivamente. Argentina cuenta con un mercado de gas natural altamente desarrollado y con sofisticada infraestructura para entregar gas natural a los mercados de exportación o a clientes industriales y residenciales en el mercado local. Sin embargo, los mercados de gas natural del país están regulados por el Gobierno argentino. Aunque el Gobierno argentino establece el precio al que los productores de gas natural pueden vender su producto a clientes residenciales, los volúmenes vendidos a clientes industriales y de otros tipos no están regulados y los precios varían dependiendo de factores estacionales y de los tipos de industrias. En términos generales, nosotros vendemos nuestro gas natural a clientes argentinos a través de contratos de corto plazo y en el mercado spot. La cuenca neuquina está atendida por una importante red de gasoductos que entregan gas a la zona metropolitana de Buenos Aires y a sus áreas aledañas, así como a las regiones industriales de Bahía Blanca y Rosario. Dada la accesibilidad de esta infraestructura, podemos comercializar fácilmente el gas natural que producimos en la cuenca Neuquina. Nuestras propiedades en esta cuenca se encuentran bien ubicadas al encontrarse en las inmediaciones de dos grandes gasoductos. El gas natural que producimos en esta cuenca no se encuentra bajo contrato y puede venderse con facilidad en el mercado spot.

Tratándose de nuestra producción de NGL, cumplimos con los compromisos impuestos por el Gobierno argentino a fin de garantizar el abasto de propano y butano envasado para usos residenciales. El resto de nuestra producción de NGL se vende dentro de la cuenca neuquina.

En México, todo nuestro petróleo se vende a Pemex, de conformidad con el Acuerdo de Operación Conjunta. Jaguar y Pantera, como operadores de las áreas contractuales en las que son socios de Vista Holding II celebraron contratos de compraventa de gas y de petróleo con Pemex Exploración y Producción por cada una de las áreas contractuales para venderle la producción de hidrocarburos que se obtiene de las mismas. Jaguar y Pantera, como operadores, venden el 100% de la producción a Pemex y cobran a Vista Holding II un porcentaje sobre dicha venta. Para mayor información sobre el Acuerdo de Operación Conjunta, favor de referirse a la sección "*NUESTRO NEGOCIO - Nuestra Historia - Adquisición de derechos sobre los bloques de Jaguar*" del presente prospecto. Para mayor información sobre la industria del gas en México, favor de referirse a la sección "*PANORAMA DE LA INDUSTRIA Y REGULATORIO - Panorama de la industria del petróleo y gas en México*" del presente prospecto.

Competencia

Podemos enfrentar competencia de parte de otros operadores independientes y de grandes empresas petroleras para adquirir y desarrollar concesiones o contratos petroleros. En Argentina, competimos para adquirir recursos con la empresa estatal YPF, así como con empresas del sector privado tales como Pan American Energy, Pluspetrol, Tecpetrol, Chevron, Wintershall, Total y Sinopec, entre otras. En México, competimos para adquirir recursos con la empresa estatal Pemex y con empresas petroleras nacionales e internacionales.

Además, nos vemos afectados por la competencia para adquirir perforadoras y por la disponibilidad de otros equipos relacionados. Por lo general, los altos niveles de precios de los insumos incrementan la demanda de perforadoras, suministros, servicios, equipo y personal; y pueden dar lugar a la necesidad de celebrar contratos de suministro de perforadoras con contratistas internacionales o a la escasez o incremento de los costos del equipo, servicios y personal de perforación. En los últimos años las empresas de petróleo y gas natural han experimentado altos costos de perforación y operación. La escasez de personal experimentado, equipo y servicios de perforación, o el incremento de los costos relacionados con ello, podría limitar nuestra capacidad para perforar pozos y realizar nuestras operaciones.

Propiedad intelectual

Nuestra propiedad industrial constituye un elemento clave de nuestro negocio; y nuestro éxito depende, cuando menos en parte, de nuestra capacidad para proteger nuestra principal tecnología y propiedad industrial. Para establecer y proteger nuestros derechos de propiedad industrial nos apoyamos en un conjunto de leyes en materia de patentes, secretos industriales, marcas y otros tipos de propiedad industrial, convenios de confidencialidad y contratos de licencia, incluyendo la Ley Federal de Derechos de Autor y Ley de Propiedad Industrial de México y, respecto de la República Argentina Ley de Propiedad Intelectual No. 11.723 y Ley de Marcas y Designaciones No. 22.362. A la fecha del presente prospecto no tenemos solicitudes de registro de patentes en trámite.

Tecnología de la información

Nos apoyamos en nuestros sistemas de tecnología de la información y en maquinaria automatizada para gestionar eficazmente nuestros procesos productivos y operar nuestro negocio. Al igual que otras empresas, nuestros sistemas de tecnología de la información pueden ser vulnerables a daños o interrupciones como resultado de ataques cibernéticos y otros quebrantos de la seguridad. Nuestros sistemas de cómputo están respaldados por infraestructura de procesamiento de datos Dell e IBM; infraestructura de almacenamiento y respaldo de EMC; e infraestructura de red y seguridad cibernética de Cisco. A la fecha de este prospecto, estamos trabajando en la implementación de S/4 Hana, un ERP basado en la nube con licencia de SAP (*Systeme, Anwendungen und Produkte in der Datenverarbeitung* - Sistemas, Aplicaciones y Productos en Procesamiento de Datos), que esperamos que estandarice los procesos administrativos y mejore el control interno en toda nuestra organización.

Dependemos de la tecnología digital, incluyendo los sistemas de información necesarios para procesar nuestra información financiera y operativa, analizar nuestra información sísmica y de perforación y nuestras estimaciones de petróleo y gas natural, así como sistemas en tiempo real para monitorear y controlar nuestra producción. Nuestros equipos y sistemas están conectados a Internet en una medida cada vez mayor. Debido al carácter crítico de su infraestructura y a la creciente accesibilidad facilitada por la conexión a Internet, pueden estar expuestos a mayores riesgos de ataques cibernéticos. Véase la sección "*FACTORES DE RIESGO - Nuestra industria se ha vuelto cada vez más dependiente de las tecnologías digitales para llevar a cabo sus operaciones diarias*" de este prospecto.

Seguros

Mantenemos cobertura de seguros contra los riesgos y por las cantidades razonables acostumbradas por otras empresas de nuestro tamaño que realizan operaciones similares en la industria del petróleo y gas. Sin embargo, conforme a la práctica en la industria, no nos aseguramos por completo

contra todos los riesgos relacionados con nuestro negocio ya sea porque no existe cobertura de seguros disponible, porque la cobertura disponible está sujeta a un tope o porque consideramos que los costos de las primas son prohibitivos.

Nuestro programa de aseguramiento actual incluye, entre otras cosas, cobertura contra riesgos de construcción, incendio, vehículos, responsabilidad general, responsabilidad de consejeros y funcionarios y responsabilidad de empleados. Nuestras pólizas de seguro incluyen diversos límites y deducibles o retenciones que es necesario alcanzar antes de la recuperación o en conjunto con ésta. Cualquier pérdida que no se encuentre plenamente asegurada podría tener un efecto adverso significativo en nuestras actividades, situación financiera y resultados de operación.

Inversión en propiedades, planta y equipo

Contamos con activos de los que somos propietarios y activos arrendados, pero ninguno de estos tipos de tenencia tiene un carácter significativo para nosotros. La mayoría de nuestras propiedades, que consisten en reservas de petróleo y gas, pozos de petróleo y gas y edificios de oficinas, están ubicados en Argentina. En cada uno de los países en los que operamos, el estado es el propietario exclusivo de todos los recursos de hidrocarburos ubicados en el país y cuenta con plenas facultades para establecer los derechos, cánones o regalías pagaderos por los inversionistas privados a cambio de derechos de exploración o producción de cualesquiera reservas de hidrocarburos. En Argentina, estos derechos son otorgados por la Argentina a través de concesiones de explotación. En México, la nación lleva a cabo la exploración y extracción de hidrocarburos mediante el otorgamiento de asignaciones a entidades productivas del estado, o mediante la celebración de contratos de exploración y extracción con entidades productivas del estado o particulares, en este último caso ya sea por sí mismos o como miembros de un consorcio. Las asignaciones y los contratos de exploración y extracción se rigen por distintos marcos jurídicos. Las asignaciones únicamente pueden hacerse en favor de empresas productivas del estado (siendo PEMEX la única de ellas) y son otorgadas directamente por el Ejecutivo Federal. En contraste, los contratos de exploración y extracción se otorgan a través de licitaciones públicas celebradas por la CNH.

Salud, seguridad y temas ambientales

General

Nuestra compañía y nuestras actividades en cada uno de los países en los que operamos están sujetas a diversas leyes y reglamentos federales, estatales, provinciales, locales e internacionales en materia de salud, seguridad y medio ambiente, los cuales se refieren a cuestiones tales como la emisión y descarga de contaminantes en el suelo, aire o agua; la generación, almacenamiento, manejo, uso y transporte de materiales regulados; y la salud y seguridad humanas. Estas leyes pueden exigir, entre otras cosas:

- que se obtengan diversos permisos u otras autorizaciones, o que se preparen evaluaciones, estudios o planes ambientales (tales como la clausura de pozos) antes de dar inicio a las actividades sísmicas o de perforación;

- que se suspendan todas o algunas de las operaciones o se clausuren la totalidad o parte de las instalaciones respecto de las que haya determinado que existe un incumplimiento con los permisos aplicables;

- que se limiten los tipos, cantidades y concentraciones de las sustancias que pueden liberarse al medio ambiente en relación con la perforación, producción y transporte de petróleo y gas;

- que se establezcan y mantengan fianzas, reservas u otros compromisos con motivo de la clausura y el abandono de pozos; y

- que se adopten medidas de remediación para mitigar o remediar la contaminación ambiental causada por nuestras operaciones bajo pena, en caso contrario, de hacernos acreedores a sanciones significativas.

Nuestro plan de gestión de la salud, seguridad y medio ambiente está enfocado en la implementación de programas realistas y prácticos basados en las prácticas reconocidas a nivel global. Ponemos énfasis en el desarrollo de principios claves y la asunción de responsabilidad por nuestra Compañía, para posteriormente ampliar nuestros programas a nivel interno a medida que seguimos creciendo. Nuestro programa ha sido desarrollado para considerar no sólo las actividades en las que estamos involucrados, sino también las actividades que involucran a contratistas.

Política ambiental

Creemos que, con el debido nivel de cuidado, comprensión y gestión, es posible producir petróleo y gas en forma responsable para con el medio ambiente. Como parte de nuestro Programa de Salud, Seguridad y Medio Ambiente ("PSMA"), contamos con un equipo que se dedica exclusivamente a obtener las autorizaciones y permisos ambientales necesarios para los proyectos que desarrollamos. Este equipo también es responsable de cerciorarse del cumplimiento de los estándares ambientales establecidos por nuestro consejo de administración, así como de proporcionar capacitación y apoyo a nuestro personal. En estas actividades contamos con el apoyo de firmas de consultoría ambiental para la industria del petróleo y gas que cuentan con amplia experiencia en la materia. Nuestros directivos relevantes también han recibido capacitación en materia de gestión ambiental.

No obstante lo anterior, el cambio climático plantea nuevos retos y oportunidades para nuestro negocio. Una regulación ambiental más estricta puede resultar en la imposición de costos asociados con las emisiones de GEI, ya sea a través de los requisitos de los organismos ambientales relacionados con las iniciativas de mitigación o a través de otras medidas regulatorias como la imposición de impuestos sobre las emisiones de gases de efecto invernadero y la creación en el mercado de limitaciones sobre las emisiones de gases de efecto invernadero que tienen el potencial de aumentar nuestros costos de operación.

Los riesgos asociados al cambio climático también podrían manifestarse en las dificultades de acceso al capital debido a problemas de imagen pública con los inversionistas; cambios en el perfil de los consumidores, un menor consumo de combustibles fósiles; y transiciones energéticas en la economía mundial, como el aumento del uso de vehículos eléctricos. Estos factores podrían tener un impacto negativo en la demanda de nuestros productos y servicios y podrían poner en peligro o incluso perjudicar la implementación y operación de nuestro negocio, afectando negativamente nuestros resultados operativos y financieros y limitando nuestras oportunidades de crecimiento.

Política de salud y seguridad

La implementación de procedimientos adicionales de seguridad en nuestras operaciones con el objeto de ser consistentes con el PSMA de Vista—incluyendo capacitación, permisos de trabajo, auditorías internas, simulacros, reuniones de seguridad en los sitios, análisis de la seguridad en el trabajo y evaluación de riesgos—, ha conducido a la disminución del número de incidentes de seguridad en los que se ve involucrado nuestro personal. Al 31 de diciembre de 2018, en el periodo de 12 meses, nuestro Índice Total de Incidentes Registrables ("ITIR") había mejorado en un 52.7% en comparación con el historial del operador, ubicándose en 3.93 (con base en 2,802,044 horas de trabajo) comparado con 6.0 al 31 de diciembre de 2017. El ITIR por el periodo de nueve meses terminado el 31 de diciembre de 2018, correspondiente a nuestras operaciones, fue de 3.24. En 2017 y durante el año terminado el 31 de diciembre de 2018 no registramos ningún fallecimiento debido a accidentes de trabajo de empleados de Vista.

Empleados

A la fecha del presente prospecto tenemos 251 empleados. De los cuales 241 son de Argentina y 10 de México.

La siguiente tabla muestra el número de empleados de Vista durante los periodos indicados:

	Al 31 de junio de 2019	Al 31 de marzo de 2019	Al 31 de diciembre de 2017
Vista /PELSA (Predecesora)	251	231	97

Al 31 de diciembre de 2017, al 31 de diciembre de 2018, al 31 de marzo de 2019 y al 31 de junio de 2019, aproximadamente el 21%, el 20%, 17% y 15% de nuestros empleados en Argentina, respectivamente, estaban representados por un sindicato y estaban amparados por un contrato colectivo de trabajo entre dicho sindicato y nuestras subsidiarias.

Desde 2017 no hemos experimentado ningún problema o trastorno laboral significativo y nuestras relaciones con los sindicatos son estables. Sin embargo, no podemos garantizar que en el futuro no tendremos conflictos con nuestros empleados, incluyendo con nuestros trabajadores sindicalizados durante las negociaciones de nuestros contratos colectivos de trabajo, mismos que podrían desembocar en huelgas u otros trastornos que podrían tener un impacto negativo en nuestras operaciones. Para mayor información acerca de los riesgos relacionados con los conflictos laborales, véase la sección "*FACTORES DE RIESGO - Riesgos relacionados con nuestra Compañía* - Contamos con una fuerza laboral altamente sindicalizada y podríamos estar sujetos a acciones laborales tales como huelgas, las cuales podrían tener un efecto material adverso en nuestro negocio".

Además, al 30 de junio de 2019 teníamos contratados aproximadamente 2,000 empleados subcontratados disponibles para proveer servicios en nuestras operaciones, de los cuales aproximadamente 650 se dedican a la operación de sus concesiones en el día a día, principalmente de grandes proveedores internacionales de servicios. Aunque contamos con políticas relativas al cumplimiento de nuestras obligaciones laborales y de seguridad social para con nuestros contratistas, no podemos garantizar que los empleados de estos últimos no interpondrán acciones legales en nuestra contra con miras a obtener el pago de indemnizaciones, debido a que existe una serie de precedentes judiciales argentinos en materia laboral que establecieron que el beneficiario final de los servicios de los empleados es responsable solidario y solidario, junto con el contratista que es el empleador formal del empleado. Ver "*FACTORES DE RIESGO* - Riesgos Relacionados con Nuestra Compañía - Nos enfrentamos a riesgos relacionados con ciertos procedimientos legales".

Litigios

De tiempo en tiempo, dentro del curso habitual de nuestras operaciones, nos vemos involucrados en diversas demandas, reclamaciones y procedimientos, incluyendo por cuestiones laborales, comerciales, ambientales y de salud y seguridad. Por ejemplo, de tiempo en tiempo recibimos notificaciones relativas a violaciones ambientales y de salud y seguridad. No podemos determinar si alguno de estos asuntos tendrá un efecto adverso significativo en nuestra situación financiera, resultados de operación o liquidez en términos consolidados. Actualmente no somos parte de procedimiento alguno legal de carácter significativo.

Actualmente, Vista no ha sido declarado en concurso mercantil y no se espera que se encuentre o pudiera declararse en alguno de los supuestos establecidos en los artículos 9 y 10 de la Ley de Concursos Mercantiles.

Información corporativa

Nuestras oficinas principales están ubicadas en Calle Volcán 150, piso 5, Colonia Lomas de Chapultepec, Miguel Hidalgo, Ciudad de México. Nuestro número de teléfono en estas oficinas es +52 (55) 4163-9205. Nuestra página web es http://www.vistaoilandgas.com. La información disponible en dicha página o a la que se puede acceder a través de ésta no se tiene por incluida en este prospecto por el hecho de su mención y no se considerará parte de éste.

ADMINISTRACIÓN Y GOBIERNO CORPORATIVO

Administradores

Consejo de administración

De conformidad con la LMV, las empresas listadas deberán contar con un consejo de administración, el cual estará integrado por hasta 21 miembros, de los cuáles, por lo menos el 25% deberán ser miembros independientes. Los miembros independientes deberán ser seleccionados con base en su experiencia, capacidad y reputación en la asamblea de accionistas de la emisora. La independencia o no de un miembro debe ser determinada por los accionistas de la emisora y dicha determinación puede ser impugnada por la CNBV. La LMV permite a los miembros del consejo de administración en funciones (a diferencia de los accionistas) seleccionar, bajo ciertas circunstancias y de manera temporal, a los nuevos miembros del consejo de administración.

Las sesiones del consejo de administración de las empresas listadas deberán celebrarse, por lo menos 4 veces durante cada año calendario y tendrá los siguientes deberes:

- determinar las estrategias generales aplicables a la emisora;
- aprobar los lineamientos para el uso de los activos corporativos;
- aprobar, a título individual, las transacciones con partes relacionadas, con sujeción a ciertas excepciones limitadas;
- aprobar las operaciones inusuales o excepcionales y toda operación que implique la adquisición o venta de activos por un valor igual o superior al 5% de los activos consolidados de la emisora o que implique la prestación de garantías o la asunción de pasivos por un valor igual o superior al 5% de los activos consolidados de la emisora;
- aprobar el nombramiento o cese del director general;
- aprobar renuncias en relación con las oportunidades corporativas;
- aprobar las políticas contables y de control interno;
- aprobar el informe anual de los directores generales y las medidas correctivas en caso de irregularidades; y
- aprobar políticas para la divulgación de información.

Los consejeros tienen el deber general de actuar en beneficio de la emisora, sin favorecer a un accionista o grupo de accionistas.

Nuestro consejo de administración es responsable de la administración de nuestro negocio y está integrado por 6 miembros propietarios, de los cuales 4 son independientes y aproximadamente el 17% son mujeres. A la fecha de este prospecto, no han sido designados suplentes a los miembros propietarios de nuestro consejo de administración. A continuación, se indican el nombre, la edad, el cargo y la descripción biográfica de cada uno de nuestros actuales consejeros. Nuestros consejeros fueron nombrados mediante resoluciones unánimes de nuestros accionistas el 28 de julio de 2017, a excepción de Pierre-Jean Sivignon, quien fue nombrado por nuestro consejo de administración el 10 de mayo de 2018 y esperamos que sea ratificado en nuestra próxima asamblea de accionistas.

Integración del consejo de Administración					
Nombre	**Cargo**	**Independencia***	**Edad**	**Expiración del Periodo por el cual fueron electos**	**Sexo**
Miguel Galuccio	Presidente del Consejo	No	51	Sin fecha de expiración**	Masculino
Kenneth Ryan	Consejero	No	46	Sin fecha de expiración**	Masculino
Susan L. Segal	Consejera Independiente	Sí	66	Sin fecha de expiración**	Femenino
Mauricio Doehner Cobian	Consejero Independiente	Sí	45	Sin fecha de expiración**	Masculino
Pierre-Jean Sivignon	Consejero Independiente Provisional	Sí	62	Sin fecha de expiración	Masculino
Mark Bly	Consejero Independiente	Sí	59	Sin fecha de expiración**	Masculino

*Independientes bajo los estándares de la NYSE, las reglas aplicables de la SEC y la LMV.
** Los consejeros nombrados el 28 de julio de 2017 deben permanecer en sus cargos durante al menos 24 meses a partir de la fecha de nuestra oferta global inicial, la cual tuvo lugar el 9 de agosto de 2017.

Desde el 28 de julio de 2017, Miguel Galuccio es el Presidente del Consejo de Administración y Director General. El señor Galuccio ocupó el cargo de presidente del consejo de administración y gerente general de YPF, la compañía petrolera más grande de Argentina, desde mayo de 2012 hasta abril de 2016, la cual, bajo su mandato, se convirtió en la mayor productora de hidrocarburos proveniente de formaciones *shale* a nivel mundial fuera de Norteamérica. Antes de unirse a YPF, el señor Galuccio fue empleado de Schlumberger y ocupó diversos puestos internacionales en Norteamérica, Medio Oriente, Asia, Europa, Latinoamérica, Rusia y China, el último siendo Presidente de Schlumberger Production Management. Otros puestos que ha ocupado el señor Galuccio en Schlumberger, son el de Presidente de Integrated Project Management, Director General para México y Centroamérica y Gerente de Reservorios en Tiempo Real (*Real Time Reservoir*). Previo a su empleo en Schlumberger, se desempeñó en diversos cargos ejecutivos en YPF y sus subsidiarias, incluyendo YPF International, donde participó en su proceso de internacionalización como Administrador de Maxus Energy. El señor Galuccio tiene un título universitario como Ingeniero en Petróleo otorgado por el Instituto Tecnológico de Buenos Aires en Argentina. Actualmente es miembro del consejo de administración de Schlumberger.

Kenneth Ryan es un miembro de nuestro consejo de administración desde el 28 de julio de 2017. El señor Ryan es un socio, jefe de desarrollo corporativo, estrategias de capital y relaciones con los inversionistas de Riverstone, que, conjuntamente con los señores Miguel Galuccio, Pablo Vera Pinto, Juan Garoby y Alejandro Cherñacov, es el Promotor. Kenneth Ryan basa sus operaciones en la oficina de Nueva York. Adicionalmente, el señor Ryan es el principal responsable de Riverstone Energy Limited, una compañía de inversión en energía que cotiza en la Bolsa de Valores de Londres. Previo a unirse a Riverstone trabajaba para Gleacher & Company /Gleacher Partners en Londres y Nueva York, más recientemente como director ejecutivo y copresidente de banca de inversión. Antes de Gleacher, el señor Ryan trabajó en la división de banca de inversión de Goldman Sachs en Londres y Nueva York. Actualmente, el señor Ryan es miembro del Comité de Administración de TrailStone, Riverstone Energy Limited, HES International y Vista. El señor Ryan es miembro del comité de inversiones de Riverstone Credit Partners, Riverstone´s Credit Fund. El señor Ryan se graduó en la Facultad de Derecho de la Universidad de Dublín, Trinity College.

Susan L. Segal es un miembro independiente de nuestro consejo de administración desde el 28 de julio de 2017. La señora Segal fue elegida presidente y directora general de Americas Society/Council of the Americas en 2003, después de haber trabajado en el sector privado en Latinoamérica y otros mercados emergentes por más de 30 años. Antes de la designación en su puesto actual, fue socia de Chase Capital Partners/JPMorgan Partners con enfoque principal en fondos de capital privado (*private equity*) en Latinoamérica y pionera en inversiones de venture capital en la región. Como banquera se

enfocó en banca de inversión, fundando una unidad de trading de bonos de mercados emergentes y, se involucró activamente en las crisis de deuda en Latinoamérica en los 1980s y 1990s, sirviendo como Presidente del Consejo para los Comités de Asesoramiento de Chile y Filipinas. La señora Segal es miembro del consejo de Americas Society/Council of the Americas, la Fundación Tinker, Council on Foreign Relations, Scotiabank y Mercado Libre y presidente del consejo de Scotiabank USA, entidades que no tienen relación con Vista. La señora Segal se graduó en la Universidad Sarah Lawrence University y recibió un título de maestría en administración de negocios (*master in business administration* o "MBA", por sus siglas en inglés) en la Universidad de Columbia, en los Estados Unidos. En 1999, recibió la Orden Bernardo O'Higgins, Grado de Gran Oficial en Chile. En 2009, Colombia la honró con la Orden de San Carlos. En 2012, México le otorgó la Orden Mexicana del Águila Azteca. En 2013, la Cámara de Comercio Chileno-Norteamericana la reconoció como la chilena honoraria del año. En 2018, Susan recibió la Orden de "Mérito por Servicios Distinguidos" del Perú en el rango de Gran Oficial.

Mauricio Doehner Cobián es un miembro independiente de nuestro consejo de administración desde el 28 de julio de 2017. El señor Doehner ha sido vicepresidente ejecutivo de asuntos corporativos y administración de riesgos empresariales de CEMEX, S.A.B. de C.V., desde mayo 2014 y es miembro de su comité ejecutivo que reporta directamente al director general. CEMEX, S.A.B. de C.V. no tiene relación con Vista. El señor Doehner ingresó a CEMEX, S.A.B. de C.V., en 1996 y ha ocupado diversos cargos ejecutivos en áreas como Planeación Estratégica, Relaciones y Comunicados Institucionales y Administración de Riesgos Empresariales para Europa, Asia, Medio Oriente, Sudamérica y México. En dicho carácter, ha encabezado las interacciones y colaboraciones con distintos Gobiernos federales a nivel mundial, así como la evaluación de esquemas fiscales, iniciativas de política pública, responsabilidad social empresarial, comunicaciones y manejo de crisis. Además, trabajó en la Presidencia de la República de México en el año 2000, encabezando su relación con las organizaciones no gubernamentales, lidiando con temas diversos como reformas gubernamentales y el presupuesto nacional. El señor Doehner también trabajó en Violy Byorum & Partners Investment Bank. Actualmente, es Presidente del Consejo de la Cámara Nacional del Cemento (CENACEM), vicepresidente de la Confederation of Industrial Chambers (CONCAMIN) y miembro de los consejos de Trust for the Americas, una organización afiliada a la Organización de Estados Americanos, el Center of Citizen Integration y (CIC), el Club de Industriales de Monterrey, el Museo de Arte Moderno de Monterrey (MARCO) y del Consejo Mexicano de Negocios de Monterrey. El señor Doehner lidera un seminario de análisis económico, financiero y político en el Tecnológico de Monterrey y es miembro del consejo de administración de Tec Milenio. También es un contribuyente de la revista Expansión. El señor Doehner es Licenciado en Economía, egresado del Tecnológico de Monterrey, con Maestría en Administración de Empresas del IESE/IPADE, y tiene un Certificado Profesional en Inteligencia Competitiva por la FULD Academy of Competitive Intelligence en Boston, Massachusetts.

Pierre-Jean Sivignon es miembro independiente de nuestro consejo de administración desde el 10 de mayo de 2018. Hasta el 31 de diciembre de 2018 el Sr. Pierre-Jean Sivignon fue asesor del presidente y director general de Grupo Carrefour en París hasta diciembre del 2018, donde anteriormente ocupó los cargos de director general adjunto, director financiero y miembro del consejo de administración, así como presidente del consejo de administración de su filial cotizada en Brasil. Su experiencia previa incluye cargos como director financiero, vicepresidente ejecutivo, miembro del consejo de administración de Royal Philips Electronics en Ámsterdam y de Faurecia Group en París. También ocupó varios cargos financieros y gerenciales de alto nivel en Schlumberger Group en diferentes lugares, incluyendo Nueva York y París. El Sr. Sivignon fue miembro del consejo de administración de Imerys y Technip FMC, ambas empresas que cotizaban en la Bolsa de París. El Sr. Sivignon se graduó de la licenciatura con honores en Francia y recibió un MBA de la ESSEC (*Ecole Superieure des Sciences Economiques et Commerciales*) también en Francia.

Mark Bly es miembro independiente de nuestro consejo de administración desde el 28 de julio de 2017. El señor Bly tiene más de 30 años de experiencia en la industria de petróleo y gas, y actualmente se desempeña en el consejo de Ayata, una compañía enfocada en inteligencia artificial y análisis prescriptivo que provee de servicios a distintas industrias, incluyendo la industria del petróleo y gas y es miembro del consejo de Baytex Enery, Corp., una compañía dedicada al petróleo y gas en Calgary,

Canadá. Ayata y Baytex Enery, Corp., no tienen relación con Vista. Con anterioridad al asesoramiento del consejo de Ayatla, ocupó diversos puestos de dirección ejecutiva a nivel internacional en British Petroleoum o “BP”. El último cargo que ocupó el señor Bly en BP fue el de vicepresidente ejecutivo de seguridad y riesgo operacional, donde lideró un esfuerzo global que resultó en mejoras en la seguridad y confiabilidad de las unidades operativas de BP después del incidente de Deepwater Horizon en el Golfo de México en el año 2010. El señor Bly también lideró la investigación interna del incidente del año 2010, y es autor del "Informe Bly", que llegó a definir la comprensión del evento por la industria y representó la fundación del nuevo programa de prácticas de perforación global en BP. El señor Bly también formó parte del grupo ejecutivo de E&P de BP, responsable de supervisar un portafolio internacional con unidades en Angola, Trinidad, Egipto, Argelia y el Golfo de México. Durante sus primeros años en BP, el Sr. Bly dirigió varias unidades clave de E&P en Alaska, el Mar del Norte y en Norteamérica. El señor Bly recibió su máster en ingeniería estructural en la Universidad de California, Berkeley, y una carrera de grado en ingeniería civil en la Universidad de California, Davis.

Conforme a lo dispuesto en nuestros estatutos sociales, los miembros del Consejo de Administración designados por los accionistas en el momento en que autorizaron nuestra oferta global inicial permanecerán en funciones al menos hasta el 9 de agosto de 2019.

Para una descripción detallada de la operación y autoridades de nuestro consejo de administración, véase la sección "*DESCRIPCIÓN DE LAS ACCIONES SERIE A Y DE NUESTROS ESTATUTOS*" del presente prospecto.

Obligaciones y Responsabilidades de los Consejeros

La LMV también impone deberes de cuidado y lealtad a los consejeros.

En general, el deber de cuidado exige que los consejeros obtengan suficiente información y estén suficientemente preparados para respaldar sus decisiones y actuar en el mejor interés de la emisora. El deber de cuidado se cumple, principalmente, solicitando y obteniendo de la emisora y de sus directivos toda la información necesaria para participar en las discusiones, obteniendo información de terceros, asistiendo a las reuniones del consejo de administración y revelando información relevante que obre en poder del consejero correspondiente. La omisión de actuar con cuidado por parte de uno o más consejeros somete a los consejeros correspondientes a la responsabilidad solidaria con los demás consejeros involucrados en una acción por daños y perjuicios causados a la emisora y sus subsidiarias, que pueden ser limitados (excepto en los casos de mala fe, actos ilícitos o mala conducta dolosa) de conformidad con los estatutos de la sociedad o por resolución de una asamblea de accionistas. La responsabilidad por el incumplimiento del deber de cuidado también puede estar cubierta por las disposiciones de indemnización y las pólizas de seguro de responsabilidad civil de los consejeros y funcionarios.

El deber de lealtad consiste principalmente en el deber de mantener la confidencialidad de la información recibida en relación con el desempeño de las funciones del consejero y de abstenerse de discutir o votar sobre asuntos en los que el consejero tenga un conflicto de interés. Además, el deber de lealtad se incumple si un accionista o grupo de accionistas es, a sabiendas favorecido, o si, sin la aprobación expresa del consejo de administración, un consejero aprovecha una oportunidad corporativa. El deber de lealtad también se incumple si un accionista o grupo de accionistas es, a sabiendas, favorecido, o si el consejero revela información falsa o engañosa o si no registra en los registros de la emisora alguna transacción que pueda afectar sus estados financieros o hacer que no se revele o modifique información importante. Asimismo, el deber de lealtad se incumple si el consejero utiliza activos corporativos o autoriza el uso de activos corporativos en contravención a las políticas de la emisora. El incumplimiento del deber de lealtad sujeta al consejero infractor a la responsabilidad solidaria por los daños y perjuicios causados a la emisora y a sus subsidiarias. La responsabilidad también surge si los daños y perjuicios resultan de los beneficios obtenidos por los consejeros o terceros, como resultado de las actividades llevadas a cabo por los consejeros. La responsabilidad por el incumplimiento de los deberes de lealtad no puede estar limitada por los estatutos de la sociedad, por resolución de una asamblea de accionistas o de cualquier otro modo.

Las reclamaciones por incumplimiento del deber de cuidado o del deber de lealtad sólo podrán presentarse en beneficio de la emisora (como una demanda incidental) y sólo podrán ser presentadas por la emisora o por accionistas que representen al menos el 5% de las acciones en circulación.

Como salvaguarda para los consejeros, las responsabilidades especificadas anteriormente no serán aplicables si el consejero actuó de buena fe y (i) cumple con la ley aplicable y los estatutos, (ii) actuó con base en información proporcionada por funcionarios, auditores externos o expertos de terceros, cuya capacidad y credibilidad puede no estar sujeta a dudas razonables, (iii) seleccionó la alternativa más adecuada de buena fe o en un caso en el que los efectos negativos de dicha decisión pueden no haber sido previsibles, con base en información disponible en ese momento, y (iv) se tomaron medidas en cumplimiento de las resoluciones adoptadas en la asamblea de accionistas.

De conformidad con la LMV, el director general y los principales ejecutivos de la emisora también están obligados a actuar en beneficio de la sociedad y no de un accionista o grupo de accionistas. Principalmente, estos ejecutivos están obligados a someter a la aprobación del consejo de administración las principales estrategias para el negocio, a presentar al comité de auditoría propuestas relacionadas con los sistemas de control interno, a revelar al público toda la información relevante y a mantener sistemas de contabilidad y registro y mecanismos de control interno adecuados.

Comités del consejo de administración

La LMV requiere que contemos con un comité de auditoría y de prácticas societarias, conocido como “Comité de Gobierno Corporativo”, el cual debe estar integrado por al menos tres miembros independientes de conformidad con la LMV. Consideramos que todos los miembros del Comité de Auditoría y Gobierno Corporativo son independientes de conformidad con la LMV y cumplen con los requisitos del *Rule 10A-3* del *Exchange Act.* El 10 de mayo de 2018, el Consejo creó un Comité de Compensación.

Comité de Auditoría. Los miembros de nuestro comité de auditoría fueron nombrados por el consentimiento unánime de nuestros accionistas el 28 de julio de 2017, excepto por el Sr. Pierre-Jean Sivignon, quien fue nombrado nuevo miembro del comité por el Comité el 10 de mayo de 2018, para reemplazar al Sr. Anthony Lim, quien renunció a su cargo a partir de dicha fecha. El Sr. Sivignon también fue nominado por el Consejo para presidir el Comité de Auditoría. Los miembros actuales de nuestro comité de auditoría son:

- Pierre-Jean Sivignon;
- Susan L. Segal;
- Mauricio Doehner Cobian; y
- Mark Bly.

No hay fecha de expiración en el término de la designación de los miembros de nuestro comité de auditoría. Para una descripción detallada de la operación y las facultades de nuestro comité de auditoría, véase la sección "*DESCRIPCIÓN DE LAS ACCIONES SERIE A Y DE NUESTROS ESTATUTOS - Comités de Auditoría y de Prácticas Corporativas*".

Comité de Prácticas Corporativas. Los miembros de nuestro comité de prácticas corporativas fueron nombrados por el consentimiento unánime de nuestros accionistas el 28 de julio de 2017. Los miembros actuales de nuestro comité de prácticas corporativas son:

- Mauricio Doehner Cobian (presidente);
- Pierre-Jean Sivignon;
- Susan L. Segal; y

- Mark Bly.

No hay fecha de expiración en el término de la designación de los miembros de nuestro comité de prácticas corporativas. Para una descripción detallada de la operación y las facultades de nuestro comité de prácticas corporativas, véase la sección "*DESCRIPCIÓN DE LAS ACCIONES SERIE A Y DE NUESTROS ESTATUTOS - Comités de Auditoría y de Prácticas Corporativas*".

Comité de Compensación. El 10 de mayo de 2018, el Consejo creó un Comité de Compensaciones con la intención de (i) establecer la estrategia de compensación para nuestros directores ejecutivos y consejeros, (ii) establecer los niveles de compensación para el Director General, y (iii) aprobar las políticas de compensación para los ejecutivos de *C-suite* por recomendación del Director General. Los miembros actuales de nuestro comité de compensación son:

- Susan L. Segal (presidente);
- Pierre-Jean Sivignon;
- Mauricio Doehner Cobian; y
- Mark Bly.

Para una descripción detallada de la operación y las facultades de nuestro comité de auditoría, véase la sección "*DESCRIPCIÓN DE LAS ACCIONES SERIE A Y DE NUESTROS ESTATUTOS - Comités de Auditoría y de Prácticas Corporativas*".

Convenios con consejeros

No existen acuerdos entre nosotros y los miembros de nuestro Consejo de Administración que prevean beneficios al término de su designación como consejeros. Ninguno de nuestros consejeros mantiene contratos de prestación de servicios con nosotros, excepto los descritos en las secciones "*ACCIONISTAS PRINCIPALES*" y " *OPERACIONES CON PARTES RELACIONADAS* " de este prospecto.

Equipo de Administración

La siguiente tabla muestra los miembros de nuestro Equipo de Administración a la fecha de este prospecto, que fueron designados el 1 de agosto de 2017 (excepto Gastón Remy):

Equipo de administración			
Nombre	**Cargo**	**Edad**	**Sexo**
Miguel Galuccio.....	Presidente y Director General	51	Masculino
Pablo Manuel Vera Pinto.....	Director de Finanzas	41	Masculino
Juan Garoby.....	Director de Operaciones	48	Masculino
Alejandro Cherñacov.....	Director de Planificación Estratégica y Relaciones con Inversionistas	37	Masculino
Gastón Remy*.....	Director General Vista Argentina	46	Masculino

El Equipo de Administración que se muestra en la tabla anterior (con excepción de Gastón Remy) fueron designados en sus respectivos cargos, antes de la Combinación Inicial de Negocios y continúan desempeñando sus cargos al 4 de abril de 2018.

El Sr. Javier Rodríguez Galli es nuestro abogado y no forma parte del Equipo de Administración, según dicho término se utiliza en este prospecto.

Miguel Galuccio. Ver la sección "*ADMINISTRACIÓN Y GOBIERNO CORPORATIVO - Consejo de Administración - Miguel Galuccio*" de este prospecto.

Pablo Manuel Vera Pinto ocupa el cargo de Director Financiero desde el 1 de agosto de 2017, y ha colaborado con nosotros desde nuestra constitución el 22 de marzo de 2017. El señor Vera Pinto

ocupó el cargo de director de desarrollo de negocios en YPF durante el periodo de octubre 2012 hasta febrero de 2017, previamente se desempeñó como director de transformación en YPF de mayo 2012 hasta septiembre 2012. El señor Vera Pinto fue miembro de los consejos de administración de la compañía fertilizadora Profertil (una asociación entre Agrium de Canadá e YPF), de la compañía generadora de energía eléctrica Central Dock Sud S.A. (una asociación entre Enel de Italia, YPF y Pan American Energy) y de la compañía distribuidora de gas Metrogas S.A. (controlada por YPF, y adquirida por British Gas en 2012). En total, el señor Vera Pinto lideró la ejecución de más de 20 transacciones de compraventa de compañías y activos durante su etapa en YPF. Previamente, el señor Vera Pinto trabajó con Leadgate Investment Corp., un grupo inversor privado enfocado en reestructuraciones donde obtuvo experiencia en gestión operativa y financiera como gerente de reestructuración, director de finanzas y director general de sus empresas controladas, y en consultoría estratégica en McKinsey & Company en Europa y en banca de inversión en Credit Suisse First Boston NA en Nueva York, EE.UU. El señor Vera Pinto es economista por la Universidad Torcuato Di Tella de Buenos Aires y tiene un MBA de INSEAD en Fointainebleau, Francia. Actualmente no colabora como ejecutivo principal o miembro del consejo de administración de otras empresas.

Juan Garoby ocupa el cargo de Director de Operaciones, desde el 1 de agosto de 2017, y ha colaborado con nosotros desde nuestra constitución el 22 de marzo de 2017. El señor Garoby fue vicepresidente interino de exploración y producción de YPF de agosto 2016 hasta octubre 2016, director del área de perforación y completaciones de abril 2014 a agosto 2016, director del área de no convencional de junio 2012 a abril 2014 (donde también se desempeñó como presidente de YPF Servicios Petroleros S.A., una empresa contratista de equipos de perforación controlada por YPF). Anteriormente a su estancia en YPF, el señor Garoby trabajó en Schlumberger como director de operaciones y administración para Europa y África. Adicionalmente ocupó varios cargos en Baker Hughes, incluyendo director regional de Baker Hughes do Brasil, director regional de Baker Hughes Centrilift Brazil y de Baker Hughes Centrilift Ecuador & Peru, entre otros cargos. El señor Garoby es ingeniero petrolero por el Instituto Tecnológico de Buenos Aires en Argentina. Actualmente no colabora como ejecutivo principal o miembro del consejo de administración de otras empresas.

Alejandro Cherñacov ocupa el cargo de director de planeación estratégica y de relaciones con inversionistas, desde el 1 de agosto de 2017, y ha colaborado con nosotros desde nuestra constitución el 22 de marzo de 2017. El señor Cherñacov se desempeñó como director de finanzas en Jagercor Energy Corp., una compañía de exploración y producción de pequeña capitalización listada en la bolsa de Canadá desde enero de 2015 a febrero de 2017. Anteriormente, el señor Cherñacov fue gerente de relaciones con inversionistas de YPF donde tuvo bajo sus responsabilidades el reposicionamiento de la compañía en los mercados de capitales locales e internacionales. Previamente el señor Cherñacov, tuvo varias posiciones en el departamento de exploración y producción de YPF, donde su último rol fue el de estar a cargo del proceso de la gestión del portafolio de proyectos producción (*upstream*), incluyendo Argentina, Brasil y Bolivia. El señor Cherñacov es licenciado en economía de la Universidad de Buenos Aires, posee una Maestría en Finanzas por la Universidad Torcuato Di Tella y ha obtenido un certificado profesional de administración de riesgos y planeación estratégica de la Universidad de Stanford en Palo Alto, California. Actualmente no colabora como ejecutivo principal o miembro del consejo de administración de otras empresas.

Gastón Remy se desempeña como director general de Vista Argentina, desde el 4 de abril de 2018. El Sr. Remy fue presidente de Dow Argentina y de la región sur de América Latina (Argentina, Bolivia, Chile, Paraguay y Uruguay) desde principios de 2014 hasta su partida en marzo de 2018. Se incorporó a Dow en 2002 como gerente de asuntos legales y en 2015 se trasladó a Buenos Aires como director de asuntos legales para la región sur de América Latina. En 2006 también dirigió los asuntos públicos y relaciones gubernamentales en la misma área. Dos años más tarde se trasladó a Midland, donde fue director de proyectos globales, fusiones y adquisiciones en el departamento legal. Luego, en 2011, se trasladó a Sao Paulo como director jurídico para América Latina, antes de regresar a Argentina en 2014.

El Sr. Remy es el actual presidente del Instituto para el Desarrollo Empresarial de la Argentina (IDEA) y fue Presidente del 53° Coloquio Anual en 2017. Es abogado por la Universidad de Buenos Aires

y tiene un LLM por la Universidad de Columbia, Nueva York. En 2016, fue reconocido como director general (*CEO*) del año, premio otorgado por Price Waterhouse & Co. S.R.L., el periódico El Cronista y la revista Apertura. Actualmente no colabora como ejecutivo principal o miembro del consejo de administración de otras empresas.

Javier Rodríguez Galli ocupa el cargo de director jurídico, desde el 4 de abril de 2018. El señor Rodríguez Galli es socio de la firma "Bruchou, Fernández Madero y Lombardi – Abogados" con oficinas en Buenos Aires, Argentina, donde ha liderado la práctica legal de petróleo y gas desde su ingreso a la firma en el año 2005. En los últimos años ha sido asesor legal de varias empresas petroleras internacionales que han invertido en Argentina atraídas por el desarrollo de hidrocarburos no convencionales. En diciembre de 2014, asesoró a PETRONAS, la compañía nacional de petróleo de Malasia, en las negociaciones y acuerdos con YPF que llevaron a la asociación de estas dos compañías en el área La Amarga Chica en Neuquén, para producir petróleo no convencional con una inversión total en la fase piloto de US$550 millones. Actualmente, es consejero de Petronas E&P Argentina S.A. A su vez, ha participado en varias negociaciones nacionales e internacionales relacionadas con operaciones de adquisiciones, desinversiones, *joint ventures* y alianzas estratégicas de petróleo y gas. Además, cuenta con una vasta experiencia en asuntos corporativos. Desde 1999 hasta 2005, fue director legal de Molinos Río de la Plata, empresa argentina líder en alimentos y commodities, controlada por la familia Pérez Companc. Entre 1993 y 1999, se desempeñó como abogado interno en YPF S.A., la mayor empresa de petróleo y gas de la Argentina, prestando servicios de asesoramiento legal al grupo de desarrollo de negocios internacionales de esa empresa. El señor Rodríguez Galli se graduó con honores en la Facultad de Derecho de la Universidad de Buenos Aires en 1991 y obtuvo un título de maestría de la London School of Economics en 1993 y un diploma del College of Petroleum and Energy Studies de la Universidad de Oxford en 1996.

Actos de nuestro Equipo de Administración

De conformidad con la LMV, nuestro director general y los otros miembros ejecutivos (incluyendo miembros de nuestro Equipo de Administración) deben enfocar sus actividades a maximizar valor para accionistas en la Emisora. Nuestro director general y nuestro equipo gerencial sénior pueden resultar responsables por daños ocasionados a nosotros nuestras subsidiarias y otros como consecuencia de lo siguiente, (i) favorecer exclusivamente a un grupo de accionistas, (ii) aprobar operaciones entre nosotros o nuestras subsidiarias con personas relacionadas sin cumplir con los requisitos legales aplicables, (iii) aprovecharse de los activos de nuestras subsidiarias para su propio provecho personal en contra de nuestras políticas internas (o autorizar a un tercero para hacerlo en su nombre), (iv) hacer uso indebido de la información confidencial de nuestra o de nuestras subsidiarias, o (v) divulgar o revelar, con conocimiento previo, información falsa o que conduzca al error.

De conformidad con la LMV, nuestro director general y los otros miembros ejecutivos (incluyendo miembros de nuestro Equipo de Administración) tienen la obligación de actuar en beneficio de la Emisora y no en beneficio de un accionista o grupo de accionistas particular. Nuestro director general también tiene que (i) implementar las instrucciones de nuestros accionistas (según sean emitidas en asambleas de accionistas) y del consejo de administración, (ii) someter las principales estrategias de nuestro negocio a consideración de nuestro consejo de administración, (iii) someter las propuestas para el sistema de control interno a los comités de auditoría y prácticas societarias, (iv) divulgar toda la información relevante al público inversionista, y (v) mantener sistemas y mecanismos contables y de registro para el control interno adecuados. Nuestro Director General y los otros miembros ejecutivos (incluyendo miembros de nuestro Equipo de Administración) se encuentran sujetos a los mismos deberes fiduciarios de nuestros consejeros.

Información Complementaria del Equipo de Administración de nuestras subsidiarias

La siguiente tabla muestra los miembros del equipo de administración de nuestras subsidiarias a la fecha de este prospecto:

Nombre	Cargo	Edad
Gastón Remy	Director General Vista Argentina	46
Alex García	Director General Vista México	45

Alex García es el director general de nuestra sucursal mexicana y tiene 21 años de experiencia en la industria del petróleo y el gas. Trabajó durante 19 años en Schlumberger, donde ocupó varios puestos de dirección en los grupos Schlumberger Production Management (SPM) y Schlumberger Integrated Project Management (IPM). El Sr. García dirigió las operaciones de SPM en México durante cuatro años y durante la implementación de la reciente reforma energética en México. Dirigió el negocio de IPM y SPM en América Latina, liderando proyectos como la asociación con Ecopetrol y el redesarrollo de uno de los campos petroleros más grandes de Ecuador. Fue director de los proyectos de perforación Chicontepec I y Chicontepec II (Este de México) y Subgerente de Proyectos en Burgos (Norte de México). También lideró el equipo de licitación que se adjudicó la licitación Chicontepec II. En los primeros años de su carrera, ocupó diferentes cargos como Ingeniero de Perforación y Gerente de QHSE en Indonesia, Omán, Venezuela, Qatar, Francia y Perú. El Sr. García es Ingeniero Mecánico de la Universidad Simón Bolívar (Venezuela) y tiene un MBA de INSEAD Business School (Francia y Singapur).

Relaciones familiares

Los miembros de nuestro consejo de administración y nuestros directivos relevantes no están relacionados por parentesco por consanguinidad o afinidad hasta cuarto grado o civil, incluyendo a sus cónyuges, concubinas o concubinarios.

Compensación

Durante el ejercicio cerrado el 31 de marzo de 2019, la Emisora no pagó remuneración alguna a los miembros de su consejo de administración y la remuneración total pagada a su Equipo de Administración por servicios en todas sus capacidades a la Emisora y sus subsidiarias durante 2018 fue de US$8.9 millones.

Plan de incentivos a largo plazo

El 22 de marzo de 2018, una asamblea de accionistas autorizó nuestro plan de incentivos a largo plazo (el "Plan"). El propósito del Plan es proporcionar los medios para que la Emisora y sus subsidiarias atraigan y retengan a personas talentosas como funcionarios, directores, empleados y consultores que son clave para la Emisora y sus subsidiarias, mejorando el crecimiento rentable de las mismas. Esa misma asamblea de accionistas confirió a nuestro Consejo de Administración la autoridad para administrar el Plan y aprobó la reserva de 8,750,000 Acciones Serie A emitidas por la Emisora el 18 de diciembre de 2017, para la implementación del Plan. Los planes de compra de acciones se clasifican como operaciones liquidadas mediante instrumentos de patrimonio en la fecha de concesión. A la fecha del presente prospecto, se han otorgado 2,173,826 Acciones Restringidas y 3,994,003 Opciones de Compra, y 19,685 Acciones Serie A han sido adquiridas y están en circulación, en cada caso en relación con el Plan. A la fecha de este prospecto, los precios de ejercicio y fechas de vencimiento de las Opciones de Compra otorgadas conforme al Plan (en ningún caso adquiridas) son los siguientes (i) 1,330,541 Opciones de Compra a un precio de ejercicio de US$10.00 por acción serie A, con vencimiento al 4 de abril de 2023, y (ii) 2,663,462 Opciones de Compra a un precio de ejercicio de US$6.70 por acción serie A, con vencimiento al 19 de febrero de 2024.

Los siguientes párrafos describen los principales términos y condiciones del Plan.

Tipo de Adjudicaciones. El Plan permite diferentes adjudicaciones en forma de opciones sobre acciones, acciones restringidas o acciones restringidas de rendimiento.

Administración del Plan. El Plan es administrado por nuestro consejo de administración. Nuestro consejo puede delegar cierta autoridad bajo el Plan a algún individuo o individuos entre los directivos de la Emisora. El administrador del Plan tiene el poder y la autoridad para determinar las personas que son

elegibles para recibir adjudicaciones, el número de adjudicaciones, así como otros términos y condiciones de las adjudicaciones.

Contrato de Entrega. Cualquier entrega otorgada bajo el Plan es respaldada por un contrato de entrega o un certificado emitido por la Emisora que establece los términos, condiciones y limitaciones para dicha adjudicación, que pueden incluir el número de acciones restringidas u opciones otorgadas, el precio de ejercicio, las disposiciones aplicables en caso de que el empleo o servicio del participante termine, entre otras disposiciones. Nuestro consejo puede modificar los términos del Plan y/o cualquier adjudicación en particular; siempre y cuando dicha modificación no afecte los derechos de ningún participante bajo el Plan.

Elegibilidad. Podremos otorgar adjudicaciones a los directores, miembros ejecutivos, empelados, consultores de nuestra Compañía o cualquiera de sus subsidiarias.

Calendario de Adquisición. Salvo que el Plan establezca lo contrario en relación con ciertos casos de terminación (con o sin causa) de empleo o servicio, renuncia, jubilación, discapacidad y/o muerte, acciones restringidas y opciones de acciones, las acciones restringidas serán irrevocables de acuerdo con el siguiente calendario: (i) 33% en el primer aniversario, (ii) 33% en el segundo aniversario y (iii) 34% en el tercer aniversario de la fecha de la concesión. Si ocurre un evento de cambio de control, las acciones y opciones restringidas de dicho participante serán inmediatamente adquiribles y ejecutables.

Ejercicio de opciones. Las opciones conferidas serán ejercitables durante cinco años contados a partir de la fecha de concesión. El precio de ejercicio por acción será el valor razonable de mercado por acción en la fecha de entrega. El número de opciones que se otorgarán a una persona elegible será determinado por el administrador en el momento de la entrega según el método *Black-Scholes*.

Restricciones de transferencia. Excepto por lo previsto por las leyes de descendencia y distribución o de otra manera permitidas por el administrador del Plan, no se le permitirá al participante vender, transferir, otorgar en prenda o asignar ninguna opción.

Terminación y modificación del Plan. Nuestro consejo de administración puede modificar, alterar o cesar el Plan, pero no se hará ninguna modificación, alteración o cede si dicha modificación, alteración o cese afectara los derechos de un participante bajo cualquier adjudicación.

Implementación del Plan; Fideicomiso. La Emisora celebrará un contrato de fideicomiso con una institución financiera mexicana para (i) implementar y administrar los términos del Plan, y (ii) transferir las Acciones subyacentes a las adjudicaciones, según y cuando sea necesario, de conformidad con los términos del Plan y sujeto al cumplimiento de cualquier requisito establecido en la ley aplicable.

Domicilio social de los miembros de nuestro consejo de administración y equipo de administración

La dirección de los miembros de nuestro consejo de administración y de los miembros de nuestro Equipo de Administración es: Calle Volcán 150, piso 5, Colonia Lomas de Chapultepec, Miguel Hidalgo, Ciudad de México.

Participación Accionaria

Al 31 de marzo de 2019, Susan Segal, Mark Bly y Mauricio Doehner Cobian, Pablo Manuel Vera Pinto, Juan Garoby y Alejandro Cherñacov poseían Acciones Serie A de la Compañía, las cuales representaban menos del 1% de nuestras acciones en circulación. A la fecha de este prospecto, nuestro Presidente del Consejo poseía 2,437,500 acciones serie A, 4,452,000 warrants, 859,701 Acciones Restringidas no adquiridas y 2,253,118 Opciones de Compra no adquiridas. Los precios de ejercicio y fechas de vencimiento de las Opciones de Compra otorgadas al Presidente del Consejo (ningún caso adquiridas) son los siguientes: (i) 810,810 Opciones de Compra a un precio de ejercicio de US$10.00 por acción, con vencimiento el 4 de abril de 2023, y (ii) 1,442,308 Opciones de Compra a un precio de ejercicio de US$6.70 por acción, con vencimiento el 19 de febrero de 2024.

Excepto por lo establecido anteriormente, ninguno de nuestros directores o ejecutivos tenía Acciones Restringidas, Títulos Opcionales u Opciones de Compra, en cada caso y en relación con cada valor, que representen el 1% o más de nuestras acciones en circulación a la fecha de este prospecto.

Para más información sobre nuestros accionistas principales favor de referirse a la sección "*ACCIONISTAS PRINCIPALES*" del presente prospecto. Asimismo, para mayor información sobre cambios significativos en los últimos años en la estructura del capital de la Emisora, favor de referirse a las secciones "*PRESENTACIÓN DE INFORMACIÓN – Combinación Inicial de Negocios",* "*ACCIONISTAS PRINCIPALES*", "*NUESTRO NEGOCIO – Nuestra Historia" y* "*NUESTRO NEGOCIO – Hechos Recientes".*

Prácticas de Gobierno Corporativo

Las empresas que cotizan en la NYSE deben cumplir con las normas de gobierno corporativo estipuladas en la Sección 303A del Manual de Empresas Listadas de la NYSE. Como emisor privado extranjero, se nos permite seguir las prácticas del país de origen en lugar de la Sección 303A, pero estamos obligados a cumplir con las Sección 303A.06, 30A.11 y 303A.12, incisos (b) y (c) del Manual de Empresas Listadas de la NYSE. De conformidad con la Sección 303A.06, debemos contar con un comité de auditoría que cumpla con los requisitos de independencia de la Regla 10A-3 del Ley de Bolsas de Valores. De conformidad con la Sección 303A.11, debemos revelar cualquier forma significativa en que sus prácticas de gobierno corporativo difieran de aquellas seguidas por compañías nacionales bajo las normas de cotización de la NYSE. Finalmente, bajo la Sección 303A.12(b) y (c), debemos notificar a la brevedad y por escrito a la NYSE después de tener conocimiento de cualquier incumplimiento de cualquier disposición aplicable de esta dicha Sección 303A y debemos hacer anualmente una afirmación por escrito a la NYSE.

La siguiente tabla describe brevemente las diferencias significativas entre nuestras reglas de gobierno corporativo en México y las reglas de gobierno corporativo de la NYSE.

Sección	Reglas de Gobierno Corporativo de NYSE	Reglas de Gobierno Corporativo de México
303A.01	Una sociedad listada en bolsa debe tener una mayoría de consejeros independientes. Las "sociedades controladas" no están obligadas a cumplir con este requisito.	Una sociedad listada en bolsa debe tener al menos un 25% de consejeros independientes. Todas las sociedades que se encuentran listadas en bolsa deben cumplir este requisito.
303A.02	Ningún consejero califica como "independiente" a menos que el consejo de administración determine afirmativamente que el consejero no tiene ninguna relación material con la sociedad listada en bolsa (ya sea directamente o como socio, accionista o miembro ejecutivo de una organización que tenga una relación con la sociedad), y enfatice que la preocupación es la independencia de la administración. Asimismo, el consejo está obligado, en cada caso, a pronunciarse sobre la independencia o falta de independencia de cada uno de los consejeros.	La junta de accionistas de una sociedad listada en la que se nombre o ratifique a un consejero, o en la que se informe de tal nombramiento o ratificación, deberá determinar de forma afirmativa si dicho consejero reúne los requisitos para ser independiente. De conformidad con la LMV, (i) los accionistas que individualmente o como grupo controlan la sociedad listada, (ii) los funcionarios, empleados o examinadores de la sociedad listada o sus afiliadas; (iii) las personas con influencia significativa o autoridad de mando sobre la sociedad listada o sus afiliadas, entre otras personas, no pueden ser nombradas como directores independientes. Existe una prueba con respecto a la independencia de la administración como tal.
303A.03	Los consejeros no administrativos de una	No existe dicho requerimiento/obligación.

	sociedad listada en bolsa deben reunirse en sesiones ejecutivas programadas regularmente sin la presencia de la administración.	
303ª.04	Una sociedad listada en bolsa debe contar con un comité de nominación/gobierno corporativo compuesto en su totalidad por consejeros independientes, con un estatuto escrito que cubra ciertas obligaciones mínimas específicas. Las "sociedades controladas" no están obligadas a cumplir con este requisito.	Una sociedad listada en bolsa debe tener un comité de gobierno corporativo con al menos tres miembros nombrados por el consejo de administración y todos ellos deben ser independientes. La comisión de gobierno corporativo de una sociedad listada que sea controlada por una persona o grupo de personas que mantengan el 50% o más de su capital social en circulación podrá estar formada por una mayoría de miembros independientes.
303A.05	Una sociedad listada en bolsa debe contar con un comité de compensación compuesto en su totalidad por consejeros independientes, con un estatuto escrito que cubra ciertas obligaciones mínimas especificadas. Las "sociedades controladas" no están obligadas a cumplir con este requisito.	No existe dicho requerimiento/obligación.
303A.06	Una sociedad listada en bolsa debe tener un comité de auditoría con un mínimo de tres consejeros independientes que satisfagan los requisitos de independencia de la *Rule 10A-3*, con un estatuto escrito que cubra ciertas funciones específicas mínimas.	Una sociedad listada en bolsa debe tener un comité de auditoría con al menos tres miembros nombrados por el consejo de administración y todos ellos deben ser independientes. Las funciones mínimas de este comité están establecidas en la LMV, las cuales incluyen, entre otras cosas, supervisar a los auditores externos, analizar los estados financieros anuales y, en su caso, recomendar su aprobación, informar al consejo de administración de los controles internos existentes y de las irregularidades que encuentre, además de investigar los incumplimientos de las políticas de operación de los sistemas de control interno y auditoría interna y supervisar las actividades del director general.
303A.07	Como emisor privado extranjero, estamos obligados a cumplir con la *Section 303A.06*, aparte del requisito de tener un mínimo de tres miembros en nuestro comité de auditoría.	No existe dicho requerimiento/obligación.
303A.08	Los accionistas deben tener la oportunidad de votar en todos los planes de compensación de capital y revisiones importantes de los mismos, con exenciones limitadas establecidas en las normas de la	Los planes de opciones sobre acciones para empleados y planes de pensiones de una sociedad listada en bolsa y sus filiales, y estructuras similares, deben ser aprobados por la asamblea de accionistas de la sociedad

	NYSE.	que lista en bolsa. Dicho plan debe prever un tratamiento general y equivalente para todos los empleados que se encuentren en situaciones similares.
303A.09	Una sociedad listada en bolsa debe adoptar y divulgar lineamientos de gobierno corporativo que cubran ciertos temas mínimos especificados.	Los estatutos sociales de una sociedad listada deben cumplir con el gobierno corporativo previsto en la LMV.
303A.10	Una sociedad listada en bolsa debe adoptar y divulgar un código de conducta y ética comercial para directores, funcionarios y empleados, y divulgar con prontitud cualquier exención del código para directores o funcionarios ejecutivos.	Una sociedad listada en la BMV debe adoptar el código de ética emitido por el consejo de administración de dicha bolsa y representar su conocimiento del código de mejores prácticas corporativas.
303A.12	(a) Cada Director General de una sociedad listada en bolsa debe certificar a la NYSE cada año que no tiene conocimiento de ninguna violación por parte de la sociedad de las normas de cotización de gobierno corporativo de la NYSE.	No existe dicho requerimiento.
	(b) Cada Director General de una sociedad listada en bolsa debe notificar inmediatamente por escrito a la NYSE cuando cualquier ejecutivo de la sociedad listada bolsa se entere de cualquier incumplimiento de las disposiciones aplicables de la *Section 303A.*	No existe dicho requerimiento.
	(c) Cada sociedad listada debe presentar una anualmente una Afirmación Escrita a la NYSE. Además, cada sociedad listada en bolsa debe presentar una Afirmación Escrita provisional cuando así lo requiera el formulario de Afirmación Escrita provisional especificado por la NYSE.	El secretario del consejo de administración de una sociedad listada en la BMV debe dar a conocer, al menos una vez al año, las obligaciones, responsabilidades y recomendaciones derivadas del código de ética, el código de mejores prácticas corporativas y las normas emitidas por la BMV a los consejeros de una sociedad listada.

ACCIONISTAS PRINCIPALES

Inmediatamente antes de la Oferta, el capital suscrito y pagado de la Compañía está representado por un total de 75,929,000 Acciones Serie A en circulación, que representan la porción variable del capital social de Vista, las cuales se encuentran inscritas en el RNV y listadas en la BMV; y 2 Acciones Serie C en circulación, que representan la porción fija del capital social de Vista, las cuales se encuentran inscritas en el RNV y listadas en la BMV. Cada una de estas acciones otorga la misma clase de derechos y obligaciones a sus tenedores, incluyendo derechos corporativos y económicos.

La siguiente tabla muestra cierta información que conocemos de nuestros accionistas que son beneficiarios finales de más del 5% de Acciones Serie A y Acciones Serie C a la fecha del presente prospecto (excepto como se indica a continuación), que es la fecha más reciente en la que tenemos información disponible.

Accionistas	**Acciones antes de la Oferta**		**Acciones después de la Oferta (sin considerar Opciones de Sobreasignación)**	
	Cantidad	**% de la Serie**	**Cantidad**	**% de la Serie**
Acciones Serie A				
Vista Sponsor Holdings, L.P. [(1)]	12,836,295	16.91%	12,836,295	14.94%
Kensington Investments B.V.[(2)]	12,500,000	16.46%	12,500,000	14.55%
Resto del Público Inversionista[(3)]	50,592,705	66.63%	60,592,705	70.51%
Total Acciones Serie A	**75,929,000**	**100%**	**85,929,000**	**100%**
Acciones Serie C				
Vista SH, L.L.C.	1	50.00%	1	50.00%
Vista Sponsor Holdings, L.P.	1	50.00%	1	50.00%
Total Acciones Serie C	**2**	**100%**	**2**	**100%**

[(1)] Información al 18 de julio de 2019. Vista Sponsor Holdings, L.P. y Vista SH, L.L.C. son controladas por David Leuschen y Pierre Lapeyre, quienes son miembros ejecutivos de la administración de Riverstone Holdings L.L.C., una corporación de Delaware que opera en el sector energético. Vista Sponsor Holdings, L.P. también en titular de 21,378,504 títulos opcionales.

[(2)] Información al 16 de julio de 2019. Kensington Investments B.V., es una subsidiaria totalmente propiedad de Abu Dhabi Investment Council Company P.J.S.C., la cual es una compañía pública que cotiza en bolsa que es indirectamente propiedad del gobierno del Emirato de Abu Dhabi en los Emiratos Árabes Unidos. Kensington Investments B.V. también es tenedor de 10 millones de Títulos Opcionales de la Compañía.

Para mayor información de nuestras relaciones con Abu Dhabi Investment Council Company P.J.S.C., Vista Sponsor Holdings, L.P. y Vista SH, L.L.C. favor de referirse a la sección "*OPERACIONES CON PARTES RELACIONADAS*" de este prospecto.

Inmediatamente antes de la Oferta, 75,929,000 de nuestras Acciones Serie A representativas del 100% de nuestro capital social variable se encuentraban cotizando en la BMV. Una vez completada esta Oferta, 85,929,000 de nuestras Acciones Serie A y ADS (sin considerar Opciones de Sobreasignación) que representen el 100% de nuestro capital social en circulación cotizán públicamente en la BMV y en la NYSE.

OPERACIONES CON PARTES RELACIONADAS

En el curso ordinario negocios celebramos operaciones con nuestros accionistas y con las sociedades en las que, directa o indirectamente, somos propietarios o controlamos. Las operaciones con dichas partes relacionadas se han celebrado de forma consistente con operaciones ordinarias de negocios, en términos y condiciones de mercado y de conformidad con la legislación aplicable.

La siguiente tabla muestra la totalidad de operaciones que hemos celebrado con partes relacionadas en cada periodo/año relevante.

No hubo transacciones o saldos adicionales significativos con partes relacionadas durante el periodo de tres meses terminado el 31 de marzo de 2019. Véase la Nota 26 de nuestros Estados Financieros y la Nota 24 de nuestros Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados No Auditados del 1Q 2019.

	Información consolidada de la Sucesora por el periodo comprendido entre 4 de abril de 2018 al 31 de diciembre de 2018	Predecesora por el periodo comprendido del 1 de enero de 2018 al 3 de abril de 2018	Predecesora al 31 de diciembre de 2017
Ingresos de petróleo crudo			
Pampa Energía S.A. (anterior sociedad controladora de PELSA)	—	31,501	114,564
Ingresos de gas natural			
Pampa Energía S.A. (anterior sociedad controladora de PELSA)	—	2,647	8,832
Transportadora Gas del Sur S.A. (subsidiaria de anterior sociedad controladora de PELSA)	—	—	684
Central Térmica Güemes S.A. (subsidiaria de anterior sociedad controladora de PELSA)	—	—	455
Pampa Comercializadora S.A. (subsidiaria de anterior sociedad controladora de PELSA)	—	7,726	18,886
Servicios de aprovechamiento			
Veta Escondida y Rincón de Aranda U.T.E. (operación conjunta en la que la anterior sociedad controladora de PELSA participa)	—	32	412
Compra de bienes y servicios			
SHM S. de R.L. de C.V. (afiliada de Riverstone Holdings, L.L.C.— accionista de Vista)	186		
Pampa Energía S.A. (anterior sociedad controladora de PELSA)		(546)	(1,767)
Gastos de venta			
Pampa Comercializadora S.A. (subsidiaria de anterior sociedad controladora de PELSA)	—	(91)	(364)
Oleoductos del Valle S.A. (subsidiaria de anterior sociedad controladora de PELSA)	—	(610)	(2,962)

Remuneración de Personal Administrativo Clave

	Información consolidada de la Sucesora por el periodo comprendido entre 4 de abril de 2018 al 31 de diciembre del 2018	Predecesora por el periodo comprendido del 1 de enero de 2018 al 3 de abril de 2018	Predecesora al 31 de diciembre de 2017
Beneficios de corto plazo	5,368	235	2,417
Indemnizaciones por despido	-	-	1,167
Transacciones de pagos basados en acciones	3,533	-	-
Total	8,902	235	3,584

Las cantidades incluidas en la tabla son las cantidades reconocidas como gastos durante el periodo/año relevante en relación con el personal administrativo clave

Saldos pendientes con operaciones relacionadas:

	Sucesora al 31 de diciembre de 2018	Predecesora al 31 de diciembre de 2017	Predecesora al 1 de enero de 2017
Cuentas por cobrar			
Pampa Energía S.A. (anterior sociedad controladora de PELSA)	—	20,331	11,858
Pampa Comercializadora S.A. (subsidiaria de anterior sociedad controladora de PELSA)	—	6,389	—
Total		26,720	11,858
Otras cuentas por cobrar			
Pampa Energía S.A. (anterior sociedad controladora de PELSA A)	—	20	57
Veta Escondida y Rincón de Aranda U.T.E. (operación conjunta en la que la anterior sociedad controladora de PELSA participa)	—	303	321
APCO Oil and Gas International Inc. Suc. Arg. (entidad con influencia significativa sobre el Grupo)	—	69	67
APCO Oil and Gas International Inc. (entidad con influencia significativa sobre el Grupo)	—	183	—
Total	—	575	445
Cuentas por pagar y pasivos devengados			
Pampa Energía S.A. (anterior sociedad controladora de PELSA)	—	674	348
Pampa Comercializadora S.A. (subsidiaria de anterior sociedad controladora de PELSA)	—	32	—
Oleoductos del Valle S.A. (subsidiaria de anterior sociedad controladora de PELSA)	—	266	232
APCO Oil and Gas International Inc. Suc. Arg.	—	254	164
Total	—	1,226	744

Los saldos pendientes al cierre del periodo/año relevante no cuentan con garantía ni devengan intereses y se liquidan en efectivo. No se han otorgado o recibido garantías para ninguna cuenta por pagar o cuenta por cobrar de personas relacionadas. Por el periodo comprendido entre el 4 de abril de 2018 al 31 de diciembre de 2018, por el periodo comprendido del 1 de enero de 2018 al 3 de abril de

2018 y por el año terminado el 31 de diciembre de 2018, el Grupo no ha reconocido ninguna disminución del valor de los montos adeudados por partes relacionadas. Esta determinación se realizada al cierre de cada periodo/año relevante, mediante la revisión de la situación financiera de la parte relacionada y del mercado en la que dicha parte relacionada opera.

El 30 de mayo de 2017 celebramos un contrato de colocación privada con nuestros consejeros independientes Mark Bly, Mauricio Doehner Cobián, Susan Segal y nuestro anterior consejero independiente Anthony Lim, conforme el cual adquirieron 132,000 Acciones Serie B que posteriormente fueron convertidas en y actualmente representan 132,000 Acciones Serie A de nuestro capital social y acordaron ciertas restricciones de transferencia aplicables a dichas acciones. Consulte la sección "*ACCIONISTAS PRINCIPALES*" del presente prospecto para más información.

El 1 de agosto de 2017 nosotros, Vista Sponsor Holdings, L.P. y el Equipo de Administración celebramos el Convenio de Socios Estratégicos, conforme al cual, entre otros asuntos, se acordó, (i) la adquisición de 26,680,000 Títulos Opcionales del Promotor, siendo ejercibles por Acciones Serie al precio de ejercicio de US$11.50 por Acción Serie A, por un precio total de US$14,840,000, (ii) que los Títulos Opcionales del Promotor podrán ser ejercidos sin pago de efectivo según se describe en la sección *"DESCRIPCIÓN DE LAS ACCIONES SERIE A Y DE NUESTROS ESTATUTOS –Títulos Opcionales*" del presente prospecto, (iii) que en caso de que los Títulos Opcionales se den por terminado anticipadamente y los Títulos Opcionales del Promotor expiren sin ser ejercidos, se emita otro valor o instrumento que permita adquirir Acciones Serie A en la misma manera que dichos Títulos Opcionales del Promotor expirados y (iv) ciertas restricciones de transmisión. Para más información sobre dichas restricciones de transmisión, consulte la sección "*ACCIONISTAS PRINCIPALES*" del presente prospecto.

El 12 de febrero de 2019, completamos la venta a Kensington de 5,000,000 de Acciones Serie A y 5,000,000 de Título Opcionales por un monto de US$50.0 millones de conformidad con el Contrato de Suscripción Futura de Valores y, adicionalmente, 500,000 Acciones Serie A por un monto de US$5.0 millones de conformidad con ciertos convenios de suscripción entre Vista y Kensington. Los Títulos Opcionales de Suscripción Futura están sujetas a los mismos términos que los Títulos Opcionales del Promotor. Véase la sección "*COMENTARIOS Y ANÁLISIS DE LA ADMINISTRACIÓN SOBRE LA SITUACIÓN FINANCIERA Y LOS RESULTADOS DE OPERACIÓN* - Liquidez y fuentes de capital " de este prospecto.

Aleph Midstream

Esperamos tener una participación indirecta del 21.6% en Aleph Midstream. Además, nuestros directivos Miguel Galuccio, Pablo Vera Pinto, Juan Garoby, Alejandro Cherñacov y Gastón Remy (los "directivos socios") esperan inicialmente hacer contribuciones en efectivo en los mismos términos que Riverstone, Southern Cross (los "socios financieros") y ciertos miembros del equipo de administración de Aleph Midstream, otorgándoles indirectamente en total aproximadamente el 1.4% de participación del capital invertido por los socios en Aleph Midstream. De conformidad con ciertos acuerdos entre los socios oficiales, Riverstone, Southern Cross y ciertos miembros del equipo de gestión de Aleph Midstream, los directivos socios pueden, con el tiempo, y sujeto a ciertos resultados económicos, tener derecho a hasta el 13.6% de los intereses económicos de los socios financieros en Aleph Midstream.

Nuestra junta directiva ha establecido políticas y procedimientos específicos y apropiados siguiendo el Código de Conducta y Ética de Vista, para manejar conflictos de intereses concretos y potenciales, y ningún directivo socio tendrá un rol de administración en Aleph Midstream ni será miembro de su Comité de Dirección. Nuestro Asesor General y Secretario del Comité, Javier Rodríguez Galli, quien no tendrá participación accionaria en Aleph Midstream, será miembro del Comité de Dirección de Aleph Midstream.

Además, esperamos celebrar un acuerdo con Aleph Midstream a condiciones de mercado, por la cual Vista comprometerá la producción de ciertos bloques dedicados ubicados en la cuenca neuquina (inicialmente Bajada del Palo Oeste, Entre Lomas, Charco del Palenque, Jarilla Quemada, Jaguel de los Machos y 25 de Mayo-Medanito) a Aleph Midstream, que será el proveedor exclusivo de ciertos servicios

de midstream para la producción de esos bloques dedicados. Además, de conformidad con dicho acuerdo, Aleph Midstream tendrá la opción, a través del derecho de adquisición preferente, de brindar servicios de manera exclusiva a otros nuestros activos actuales o futuros en la cuenca neuquina. Se espera que el derecho de Aleph Midstream de ser o convertirse en el proveedor exclusivo de servicios de midstream para algunos de nuestros activos dure quince (15) años a partir de la fecha de vigencia del acuerdo. De conformidad con dicho acuerdo, esperamos comprometer y entregar un volumen mínimo de hidrocarburos a Aleph Midstream a una tarifa acordada, más los gastos operativos, mientras que los volúmenes adicionales se cobrarán a una tarifa spot acordada. Finalmente, se anticipa que, si ciertas aprobaciones regulatorias requeridas relacionadas con los permisos de concesión a ciertos activos de midstream que se obtendrán por Vista y se asignarán a Aleph Midstream no se obtuvieran antes de (i) la fecha en que los socios financieros hayan contribuido US$75 millones en Aleph Midstream, o (ii) 11 meses después del cierre de la transacción relacionada con Aleph Midstream, los socios financieros tendrán el derecho de ejercer una opción de venta para vendernos todos sus intereses en Aleph Midstream a un precio que deberá dar cuenta de la devolución de la contribución en efectivo de dicho Patrocinador Financiero a Aleph Midstream, más un interés acordado y tendremos doce meses para efectuar dicho pago. Para obtener más información, consulte “*NUESTRO NEGOCIO — Nuestras operaciones*”.

DESCRIPCIÓN DE LAS ACCIONES SERIE A Y DE NUESTROS ESTATUTOS

A continuación, proporcionamos cierta información sobre nuestras Acciones Serie A a ser vendidas en relación con la oferta contemplada en este prospecto y un breve resumen de ciertas disposiciones importantes de nuestros estatutos sociales y de las leyes y reglamentos aplicables en México. El siguiente resumen no es exhaustivo y no puede disociarse del texto completo de estos y la legislación aplicable. Adicionalmente, usted debe considerar la información presentada a continuación junto con el resto de este prospecto, incluyendo, cualesquier acuerdos contractuales, antes de tomar una decisión de inversión.

General

La Sociedad fue constituida el 22 de marzo de 2017 mediante el instrumento público número 79,311, cuyo primer testimonio fue registrado ante el Registro Público de Comercio de la Ciudad de México, en el folio mercantil electrónico número N-2017024493 como una sociedad anónima de capital variable.

Mediante las resoluciones de accionistas, que fueron protocolizadas mediante instrumento público número 80,566, de fecha 28 de julio de 2017, otorgada ante la fe del licenciado Roberto Núñez y Bandera, titular de la Notaría Pública número 1 de la Ciudad de México, cuyo primer testimonio fue inscrito en el Registro Público de la Propiedad y de Comercio de la Ciudad de México, en el folio mercantil electrónico número N-2017024493, los accionistas de la Sociedad aprobaron, entre otros asuntos, la implementación del régimen de sociedad anónima bursátil de capital variable y la consecuente modificación integral a los estatutos sociales de la Sociedad.

Usted puede obtener una copia de nuestros estatutos sociales vigentes de la CNBV o de la BMV a través de la página http://www.bmv.com.mx.

Objeto Social

El objeto social de la Emisora es, (i) adquirir, por cualquier medio legal, cualquier clase de activos, acciones, participaciones o intereses en toda clase de sociedades mercantiles o civiles, asociaciones, sociedades, fideicomisos o entidades de cualquier tipo dentro del sector energético o cualquier otro, sean mexicanas o extranjeras, al momento de su constitución o en un tiempo ulterior, así como vender, ceder, transferir, negociar, gravar o de otra manera disponer de o pignorar dichos activos, acciones, participaciones o intereses; (ii) participar como socio, accionista o inversionista en todo tipo de negocios o sociedades mercantiles o civiles, asociaciones, sociedades, fideicomisos o entidades de cualquier tipo, sean locales o extranjeras, mercantiles o de cualquier otra naturaleza, ya sea al momento de su constitución o mediante la adquisición de acciones, partes sociales u otro tipo de intereses, como quiera que se denominen, de todo tipo de sociedades ya constituidas, así como vender, ceder, transferir, negociar, gravar o de otra manera disponer de o pignorar dichas acciones, partes sociales u otro tipo de intereses, así como participaciones en cualquier tipo de entidad de conformidad con la legislación aplicable, según resulte necesario o conveniente; (iii) emitir y colocar acciones representativas del capital social de la Emisora, ya sea de manera pública o privada, previa autorización de las autoridades u organismos competentes en caso de ser necesario y de conformidad con la LMV, la Ley General de Sociedades Mercantiles, la Ley General de Títulos y Operaciones de Crédito, las disposiciones generales que para tal efecto emita la Comisión Nacional Bancaria y de Valores y/o las demás disposiciones legales aplicables, según se requiera, tanto en los mercados de valores nacionales como extranjeros; (iv) emitir y colocar títulos opcionales a los que se refieren los artículos 65, 66 fracción I, 67 y demás aplicables de la LMV, ya sea de manera pública o privada y respecto de las acciones representativas de su capital social o de cualesquiera otro valores, previa autorización de la autoridades u organismos competentes en caso de ser necesario y de conformidad con la LMV, la Ley General de Sociedades Mercantiles, la Ley General de Títulos y Operaciones de Créditos, las disposiciones generales que para tal efecto emita la Comisión Nacional Bancaria y de Valores y/o las demás disposiciones legales aplicables, según se requiera, tanto en los mercados de valores nacionales o extranjeros; (v) emitir y

colocar títulos de crédito, instrumentos de deuda o cualquier otro valor, ya sea de manera pública o privada, previa autorización de la autoridades u organismos competentes en caso de ser necesario y de conformidad con la LMV, la Ley General de Sociedades Mercantiles, la Ley General de Títulos y Operaciones de Créditos, las disposiciones generales que para tal efecto emita la Comisión Nacional Bancaria y de Valores y/o las demás disposiciones legales aplicables, según se requiera, tanto en los mercados de valores nacionales o extranjeros; (vi) emitir cualesquier acciones no suscritas, que conserve en tesorería, para su posterior colocación de conformidad con el artículo 53 de la LMV y las demás disposiciones legales aplicables; (vii) adquirir sus propias acciones, de conformidad con la legislación aplicable; (viii) efectuar reembolsos en efectivo en beneficio de los accionistas de las Acciones Serie "A" como resultado de: (a) una reducción a la parte variable del capital social de la Emisora, (b) reembolsos de cualquier contribución para futuros aumentos de capital, como quiera que dicha contribución se documente, y (c) pagos en relación con cualquier cobertura de tipo de cambio, como quiera que se documente, celebrada por la Emisora, según lo determine la Asamblea General de Accionistas; (ix) celebrar toda clase de acuerdos, actos jurídicos, contratos y documentos, incluyendo sin limitación alguna, intermediación, compra-venta, suministro, distribución, remesa, agencia, fideicomiso, comisión, hipoteca, fianza, depósito, arrendamiento, subarrendamiento, administración, servicios, asistencia técnica, consultoría, comercialización, coinversión, asociación y otros acuerdos, como sea necesario o apropiado, conforme a las leyes de cualquier jurisdicción e independientemente de su denominación; (x) otorgar, administrar, operar, adquirir y enajenar toda clase de derechos créditos en favor de cualquier individuo o persona moral. (xi) prestar y recibir todo tipo de servicios directa y/o indirectamente a través de terceros, a y con todo tipo de personas físicas y morales, incluyendo dependencias gubernamentales, dentro de México o en el extranjero incluyendo, de manera enunciativa mas no limitativa, servicios de personal relacionados con actividades tales como: ventas, ingeniería, reparación y/o mantenimiento, inspección, asesoría técnica, administración, consultoría, supervisión, control, salubridad, seguridad, contabilidad, finanzas, capacitación, investigación, operación, desarrollo y mensajería; (xii) adquirir, vender, arrendar, rentar, subarrendar, usar, disfrutar, poseer, licenciar y disponer de, bajo cualquier forma legal, toda clase de bienes inmuebles, equipo y bienes muebles, incluyendo como depositario y depositante, y tener derechos sobre dichas propiedades, incluyendo todo tipo de maquinaria, equipo, accesorios, oficinas y otras provisiones necesarias o convenientes; (xiii) realizar, por sí mismo o a nombre de terceros, la capacitación, investigación o programas de desarrollo, de cualquier naturaleza, necesarios o convenientes; (xiv) recibir y otorgar todo tipo de garantías reales y/o personales, con motivo de los créditos o financiamientos que otorgue la Emisora y/o según resulte necesario o conveniente, así como otorgar depósitos o cualquier otro tipo de garantías ; (xv) incurrir o asumir obligaciones, de cualquier naturaleza, con el carácter de obligada solidaria; (xvi) emitir, suscribir, aceptar, endosar, avalar, adquirir, vender, permutar, gravar y, en general, negociar u operar cualquier tipo de títulos de crédito, incluyendo certificados bursátiles, notas, bonos, papel comercial, obligaciones, certificados de participación, pagarés, como quiera que se denominen e independientemente de las leyes que los rijan, con la facultad para obligarse cambiariamente por terceros y llevar a cabo cualquier tipo de transacciones de créditos y garantías; (xvii) celebrar cualesquier tipo de operaciones financieras derivadas de cualquier naturaleza, de conformidad con la legislación aplicable; (xviii) abrir, administrar o cancelar cuentas bancarias y cualesquiera otras cuentas; (xix) adquirir, poseer, usar, registrar, renovar, ceder y disponer toda clase de patentes, marcas, nombres comerciales, franquicias y todo tipo de derechos de propiedad industrial e intelectual; (xx) solicitar, obtener, licenciar, ceder, usar, explotar y disponer de cualquier tipo de permiso, licencia, concesión, franquicia y/o autorización emitidas por autoridades federales, estatales o municipales mexicanas y extranjeras y llevar a cabo todos los actos relacionados con dichas actividades; (xxi) actuar como apoderado legal representante, intermediario, beneficiario comitente, comisionista, mediador, gestor o en cualquier otra capacidad en favor de cualquier persona física o moral; (xxii) en general, celebrar y llevar a cabo, dentro de México o en el extranjero, por su cuenta o por cuenta de terceros, con personas físicas o morales, incluyendo cualquier dependencia gubernamental, toda clase de contratos, convenios o actos, ya sean principales o auxiliares, civiles o mercantiles, o de cualesquiera otra naturaleza, según sea necesario o conveniente; y (xxiii) realizar cualesquiera actos requeridos o permitidos por la legislación aplicable.

Capital Social

El capital social de la Emisora es variable. El capital mínimo fijo sin derecho a retiro de la Emisora es la cantidad de Ps. 3,000.00 representado por 2 acciones Serie C ordinarias, nominativas, sin expresión de valor nominal. Antes de la Combinación Inicial de Negocios, la parte variable del capital social es ilimitado y estará representado por:

(i) Acciones Serie A, las cuales son ordinarias, nominativas, sin expresión de valor nominal, y conferirán iguales derechos económicos y corporativos, así como iguales obligaciones a sus titulares. Las Acciones Serie A podrán ser suscritas y pagadas tanto por personas físicas y morales mexicanas como por personas físicas y morales extranjeras, así como cualesquiera otras entidades extranjeras, tengan o no personalidad jurídica.

(ii) Acciones Serie B, las cuales son ordinarias, nominativas, sin expresión de valor nominal, y conferirán iguales derechos económicos y corporativos, así como iguales obligaciones a sus titulares. Las acciones Serie B podrán ser suscritas y pagadas por los Socios Estratégicos, nuestro Promotor y nuestros consejeros independientes y serán susceptibles de ser convertidas en Acciones Serie A según lo determine la asamblea general ordinaria de accionistas.

El 1 de agosto de 2017, antes del cierre de nuestra oferta pública inicial en México, Vista y sus socios estratégicos, Vista Sponsor Holdings, L.P. (una entidad controlada por personal de Riverstone Investment Group, L.L.C.) junto con Miguel Galuccio, Pablo Vera Pinto, Juan Garoby y Alejandro Cherñacov (colectivamente, el "Promotor"), celebraron un contrato de socios estratégicos, en relación con la colocación privada de los Títulos Opcionales. De conformidad con dicho contrato de socios estratégicos, el Promotor (i) adquirió sus Títulos Opcionales del Promotor mediante una colocación privada y acordó renunciar a los derechos antidilución del Promotor con respecto a las Acciones Serie B que eran propiedad de nuestro Promotor y que posteriormente fueron canceladas, y a aquellas Acciones Serie A que fueron emitidas una vez que dichas Acciones Serie B fueron convertidas de conformidad con el respectivo certificado de acciones; (ii) en relación con la emisión de las Acciones de Suscripción Futura y las Títulos Opcionales de Suscripción Futura acordó el derecho a renunciar a sus derechos antidilución en caso de cualquier emisión futura de acciones por parte de la Compañía; (iii) acordó no competir con nosotros hasta que se alcanzara un acuerdo definitivo para la Combinación Inicial de Negocios o hasta que no se completara una combinación inicial de negocios dentro de los 24 meses posteriores al cierre de la oferta pública inicial en México; (iv) aceptó las disposiciones de bloqueo con respecto a las acciones descritas en el inciso (i) anterior y a los Títulos Opcionales del Promotor; y (v) acordó, con una entidad de propiedad y controlada por el Equipo de Administración, proporcionar una indemnización limitada a Vista hasta la consumación de la Combinación Inicial de Negocios.

La asamblea general ordinaria de accionistas podrá aprobar la emisión de, (i) otros tipos de acciones, incluyendo aquellas que confieran derechos especiales o limitados a sus tenedores o que les impongan obligaciones adicionales; y/o (ii) valores respecto de dichas acciones.

A la fecha de este prospecto, la porción variable de nuestro capital social en circulación estaba compuesta por 75,929,000 Acciones Serie A.

El 22 de marzo de 2018, una asamblea de accionistas autorizó nuestro Plan. Esa misma aprobó la reserva de 8,750,000 Acciones Serie A emitidas por la Emisora el 18 de diciembre de 2017, para la implementación del Plan. A la fecha del presente prospecto, se han otorgado 2,173,826 Acciones Restringidas y 3,994,003 Opciones de Compra, y 19,685 Acciones Serie A han sido adquiridas y están en circulación, en cada caso en relación con el Plan. Véase la sección "*ADMINISTRACIÓN Y GOBIERNO CORPORATIVO – Plan de incentivos de largo plazo"*

Títulos Opcionales

A la fecha del presente prospecto, teníamos 70,000,000 Títulos Opcionales y 29,680,000 de Títulos Opcionales del Promotor en circulación (por un total de 999,680,000 Títulos Opcionales en

circulación) que son ejercitables por 23,333,333 y 9,893,333 Acciones Serie A, respectivamente. Tres Títulos Opcionales dan derecho a su titular a comprar una Acción Serie A a un precio de US$11.50 por Acción Serie A. El ejercicio de dichos Títulos Opcionales y la correspondiente emisión de Acciones Serie A también puede tener un efecto dilusivo en nuestras ganancias por acción. Los Títulos Opcionales vencen el 4 de abril de 2023 o antes si, después de su ejercicio, el precio de cierre de las Acciones Serie A para cualquier día de negociación durante 20 días dentro de un periodo de 30 días de negociación es igual o superior al equivalente en Pesos mexicanos de US$18.00 y decretamos la terminación anticipada del periodo de ejercicio de los mismos. En el caso de que decretemos la terminación anticipada en dichos términos, tendremos derecho a declarar que el ejercicio de los Títulos Opcionales pueda realizarse mediante un ejercicio sin pago en efectivo. Si elegimos el ejercicio sin pago en efectivo, los tenedores de Títulos Opcionales que elijan ejercer dichos Títulos Opcionales lo harán mediante la entrega de Títulos Opcionales y la recepción de un número de Acciones Serie A resultantes de la fórmula establecida en el acta de emisión de Títulos Opcionales, que captura el promedio del equivalente en Dólares del precio de cierre de las Acciones Serie A durante un periodo de 10 días. Los Títulos Opcionales están sujetos a ciertos ajustes, términos y condiciones adicionales.

Vista Sponsor Holdings, L.P. y nuestro Equipo de Administración poseen, en conjunto, 29,680,000 Títulos Opcionales del Promotor. Los Títulos Opcionales del Promotor son idénticos y fungibles con los demás títulos opcionales, sujetos a ciertas diferencias relacionadas con su terminación anticipada y el ejercicio sin efectivo, según se describe en el presente. Los Títulos Opcionales del Promotor pueden ser ejercidos en efectivo o sin efectivo a discreción de Vista Sponsor Holdings, L.P. y nuestro Equipo de Administración o de sus cesionarios autorizados. Si los Títulos Opcionales del Promotor están en manos de otras personas, entonces serán ejercitables sobre la misma base que los otros títulos opcionales. Del mismo modo, en caso de que declaremos la terminación anticipada de los Títulos Opcionales, seguiremos estando obligados a entregar a Vista Sponsor Holdings, L.P. y a nuestro Equipo de Administración o a sus cesionarios autorizados valores, documentos o instrumentos, o a celebrar un acuerdo contractual, que continúe concediéndoles el derecho a comprar un tercio de una acción de la serie A con respecto a cada uno de sus Títulos Opcionales del Promotor en los mismos términos y condiciones que los que se hubieran proporcionado en relación con los títulos opcionales si no hubieran sido terminados de manera anticipada. Finalmente, en el caso de que acordemos con los titulares de los títulos opcionales modificar el acta de emisión correspondiente a los títulos opcionales o el certificado global que los represente sin el consentimiento de Vista Sponsor Holdings, L.P. y nuestro Equipo de Administración o de sus cesionarios autorizados, continuaremos estando obligados a entregar a dichas personas valores, documentos o instrumentos, o a celebrar un acuerdo contractual, que continúe concediéndoles los mismos términos y condiciones que los que se proporcionan a sus Títulos Opcionales del Promotor, como si dichos cambios no hubieran sido acordados.

El 12 de febrero de 2019, completamos la venta a Kensington de 5,000,000 de Acciones Serie A y 5,000,000 de Título Opcionales por un monto de US$50.0 millones de conformidad con el Contrato de Suscripción Futura de Valores y, adicionalmente, 500,000 Acciones Serie A por un monto de US$5.0 millones de conformidad con ciertos convenios de suscripción entre Vista y Kensington. Los Títulos Opcionales de Suscripción Futura están sujetas a los mismos términos que los Títulos Opcionales del Promotor. Véase la sección "*COMENTARIOS Y ANÁLISIS DE LA ADMINISTRACIÓN SOBRE LA SITUACIÓN FINANCIERA Y LOS RESULTADOS DE OPERACIÓN* - Liquidez y fuentes de capital " de este prospecto.

Movimientos en el Capital Social

Los aumentos de capital social se efectuarán por resolución de la asamblea general de accionistas.

Los aumentos del capital social en su parte fija se aprobarán mediante resolución adoptada en asamblea extraordinaria de accionistas, con la correspondiente reforma de los estatutos sociales de la Emisora, mientras que los aumentos del capital social en su parte variable se aprobarán mediante resolución adoptada en asamblea ordinaria de accionistas, debiendo en su caso protocolizar la misma

ante fedatario público, sin necesidad de inscribir la escritura pública respectiva en el Registro Público de Comercio de domicilio de la Emisora.

Adicionalmente, se podrán llevar a cabo aumentos en el capital social, que se deriven de la capitalización de cuentas de capital contable de conformidad con lo establecido en el artículo 116 de la Ley General de Sociedades Mercantiles, o cualquier otra disposición que la sustituya de tiempo en tiempo, y demás disposiciones aplicables, mediante pago en efectivo o en especie, por capitalización de pasivos o por cualquier otro medio permitido por la legislación aplicable. En los aumentos por capitalización de cuentas del capital contable, todas las acciones tendrán derecho a la parte proporcional que les corresponda del aumento, sin que sea necesario emitir nuevas acciones que lo representen.

Los aumentos del capital social, excepto por los que se deriven de la adquisición por parte de la Emisora de sus propios valores, se deberá inscribir en el libro de registro de variaciones de capital, que la Emisora deberá abrir y mantener en términos de lo establecido en el artículo 219 de la Ley General de Sociedades Mercantiles, o cualquier otra disposición que la sustituya de tiempo en tiempo, y demás disposiciones aplicables.

Podremos mantener acciones no suscritas resultantes de un aumento de capital en la tesorería de la Emisora, o bien cancelar dichas acciones; en ambos casos, una reducción de capital previa será acordada por una asamblea general de accionistas en la medida en que sea necesario.

El capital social de la Emisora solo podrá ser disminuido, mediante acuerdo de la asamblea ordinaria o extraordinaria de accionistas, en los términos de los estatutos sociales de la Emisora, salvo por (i) la separación de accionistas a que hace referencia el artículo 206 de la Ley General de Sociedades Mercantiles o cualquier otra disposición que la sustituya de tiempo en tiempo, y demás disposiciones legales aplicables; y (ii) la adquisición de acciones propias por parte de la Emisora de conformidad con los estatutos sociales de la Emisora y la LMV y demás disposiciones legales aplicables.

La disminución en la parte fija del capital social de la Emisora, solamente se realizará mediante acuerdo tomado en asamblea extraordinaria de accionistas, llevando a cabo la reforma de estatutos correspondientes y protocolizando dicha acta ante notario público. Por otra parte, la disminución de capital social en la parte variable se deberá decretar mediante acuerdo tomado en asamblea ordinaria de accionistas, la cual deberá ser protocolizada ante fedatario público, sin necesidad de inscribir la escritura respectiva en el Registro Público de Comercio del domicilio social de la Emisora; en el entendido que cuando los accionistas ejerzan su derecho de separación o cuando se trate de las disminuciones que resulten de la adquisición de acciones propias por parte de la Emisora, no se requerirá resolución de la asamblea de accionistas.

La disminución del capital social podrá ser decretada para absorber pérdidas en caso de que cualquier accionista ejerza su derecho de separación en términos del artículo 206 de la Ley General de Sociedades Mercantiles, o cualquier otra disposición que la sustituya de tiempo en tiempo, y demás disposiciones aplicables, así como resultado de la recompra de acciones propias de la Emisora de conformidad con los estatutos sociales de la Emisora, o en cualquier otro caso permitido conforme a la legislación aplicable.

Las disminuciones del capital para absorber pérdidas se efectuarán proporcionalmente entre todas las acciones representativas del capital social, sin que sea necesario cancelar acciones, en virtud de que éstas no expresan valor nominal.

Los accionistas que sean titulares de valores que correspondan a la parte variable del capital social, no podrán ejercer su derecho de retiro a que hace referencia el artículo 220 de la Ley General de Sociedades Mercantiles, o cualquier otra disposición que la sustituya de tiempo en tiempo, de conformidad con lo establecido en el artículo 50 de la LMV o cualquier otra disposición que la sustituya de tiempo en tiempo, y demás disposiciones legales aplicables.

Todas las disminuciones de capital deberán ser inscritas en el libro de registro de variaciones de capital de la Emisora excepto por las disminuciones que se deriven de la recompra de acciones de la Emisora.

Derechos de Voto

Cada serie de acciones, otorga los mismos derechos y obligaciones, incluyendo los derechos patrimoniales, por lo que todos los accionistas participarán de la misma manera, sin distinción alguna, en cualquier dividendo, reembolso, amortización o distribución de cualquier naturaleza en los términos de los estatutos sociales de la Emisora.

No obstante lo anterior y previa autorización de la CNBV, la Emisora podrá emitir acciones sin derecho de voto, con limitantes a derechos corporativos o con voto restringido, siempre y cuando dichas acciones no excedan del 25% del capital social que la CNBV considere como colocado entre el gran público inversionista, en la fecha de la oferta pública correspondiente, de conformidad con lo dispuesto por el artículo 54 de la LMV o cualquier otra disposición que la sustituya de tiempo en tiempo, y demás disposiciones legales aplicables. La CNBV puede autorizar incrementos superiores a dicho límite del 25%, en el entendido que las acciones de voto limitado o sin derecho a voto que excedan el 25% del monto total de acciones consideradas como colocadas entre el gran público inversionista, según lo determine la CNBV, sean convertibles en acciones ordinarias dentro de 5 años de su emisión.

Las acciones sin derecho a voto no contarán en la determinación del quórum necesario para la instalación de la asamblea general de accionistas. Las acciones de voto limitado o voto restringido computarán únicamente para determinar el quórum necesario para la instalación de asambleas a las que deban ser convocados para ejercer su derecho a voto o las asambleas especiales.

Las resoluciones adoptadas en cualquier Asamblea General de Accionistas en la que se apruebe la emisión de acciones sin derecho de voto o con voto limitado o voto restringido, deberá establecer los derechos, limitaciones, restricciones y demás características que le correspondan a las mismas.

Asamblea de Accionistas

La asamblea general de accionistas es el órgano supremo de la Emisora. Las asambleas generales de accionistas podrán ser ordinarias o extraordinarias, pudiendo también celebrarse asambleas especiales, y se celebrarán siempre en el domicilio social, salvo caso fortuito o causa de fuerza mayor.

De conformidad con las leyes aplicables y nuestros estatutos sociales, las asambleas generales de accionistas requieren un aviso previo de 15 días calendario para poder ser convocadas legalmente en primera convocatoria o en convocatorias posteriores. Las asambleas extraordinarias de accionistas se celebrarán para tratar cualquiera de los asuntos a que se refiere el artículo 182 de la Ley General de Sociedades Mercantiles, los artículos 48, 53 y 108 de la LMV, o cualesquiera otras disposiciones que las sustituyan de tiempo en tiempo, así como los mencionados en los Artículos Noveno y Décimo Noveno de los estatutos sociales de la Emisora. Todas las demás asambleas serán asambleas ordinarias de accionistas, incluyendo las que traten de aumentos o disminuciones de la parte variable del capital social.

La asamblea ordinaria de accionistas se reunirá por lo menos una vez al año dentro de los 4 meses siguientes a la clausura del ejercicio social, con el propósito de tratar los asuntos incluidos en el orden del día correspondiente, los asuntos mencionados en el artículo 181 de la Ley General de Sociedades Mercantiles, o cualquier otra disposición que la sustituya de tiempo en tiempo, así como los siguientes:

(i) Discutir, aprobar o modificar los informes de los presidentes del comité de auditoría y del comité de prácticas societarias.

(ii) Discutir, aprobar o modificar el informe del director general de la Emisora, conforme a los artículos 28, fracción IV, y 44, fracción XI, de la LMV, o cualquier otra disposición que la sustituya de tiempo en tiempo, y demás disposiciones aplicables.

(iii) Discutir, aprobar o modificar el informe del consejo de administración de la Emisora en términos del inciso b) del artículo 172 de la Ley General de Sociedades Mercantiles, o cualquier otra disposición que la sustituya de tiempo en tiempo.

(iv) Conocer la opinión del consejo de administración de la Emisora sobre el contenido del informe del director general de la Emisora.

(v) Decidir sobre la aplicación de utilidades, en su caso.

(vi) Nombrar a los miembros del consejo de administración de la Emisora, al secretario y prosecretario y a los miembros de los comités de la Emisora, así como a sus respectivos suplentes, en su caso, y designar o remover a los presidentes del comité de auditoría y del comité de prácticas societarias de la Emisora.

(vii) Calificar a los consejeros de la Emisora que tengan el carácter de independientes.

(viii) En su caso, designar el monto máximo de recursos que podrá destinarse a la recompra de valores emitidos por la Emisora.

(ix) Aprobar las operaciones que pretenda llevar a cabo la Emisora en el lapso de un ejercicio social cuando dichas operaciones o una serie de operaciones consideradas de manera conjunta con base en ciertas características comunes (según lo determina la LMV) representen un monto equivalente o superior al 20% de los activos consolidados de la Emisora, con base en cifras correspondientes al cierre del trimestre inmediato anterior; en el entendido de que en dichas asambleas podrán votar los accionistas titulares de acciones con derecho a voto, incluso limitado o restringido.

(x) Cualquier otro asunto que deba ser tratado por la asamblea general ordinaria de accionistas de conformidad con la legislación aplicable o que no sea reservado específicamente para una asamblea general extraordinaria.

Las asambleas generales extraordinarias deberán tratar cualquiera de los supuestos mencionados en el artículo 182 de la Ley General de Sociedades Mercantiles, o cualquier otra disposición que la sustituya de tiempo en tiempo. Adicionalmente, tratarán cualquiera de los asuntos que se enlistan a continuación:

(i) Estipulación en los estatutos sociales de la Emisora medidas tendientes a prevenir la adquisición de valores que otorguen el Control de la Emisora.

(ii) Aumento del capital social en los términos del artículo 53 de la LMV, o cualquier otra disposición que la sustituya de tiempo en tiempo.

(iii) Cancelación de la inscripción en el RNV de las acciones representativas del capital de la Emisora o de los títulos que las representen.

(iv) Reforma de los estatutos sociales de la Emisora.

(v) Amortización por parte de la Emisora de acciones del capital social con utilidades repartibles y emisión de acciones de goce o de voto limitado, preferentes o de cualquier clase distinta a las ordinarias.

(vi) Los demás asuntos para los que la legislación aplicable o los estatutos sociales de la Emisora expresamente exijan un quórum especial.

Las asambleas de accionistas podrán ser convocadas por el consejo de administración de la Emisora, el presidente o el secretario no miembro de dicho consejo de administración o por cualquiera de los comités de auditoría o de prácticas societarias de la Emisora. Los tenedores de acciones con derecho de voto podrán, por cada 10% de tenencia del capital social que representen en lo individual o de manera conjunta, podrán solicitar al presente del consejo de administración o al comité de la Emisora que corresponda, sin atender el porcentaje establecido en el artículo 184 de la Ley General de Sociedades Mercantiles, la celebración de una asamblea.

El tenedor de una acción podrá pedir que se lleve a cabo una asamblea cuando se cumpla con alguno de los supuestos establecidos en el artículo 185 de la Ley General de Sociedades Mercantiles, o cualquier otra disposición que la sustituya de tiempo en tiempo, y demás disposiciones aplicables. Si no se hiciere la convocatoria dentro de los 15 días siguientes a la fecha de solicitud, un juez de lo civil o de distrito del domicilio de la Emisora, lo hará a petición de cualquier accionista interesado, quien deberá acreditar la titularidad de sus acciones para este propósito.

Las convocatorias para las asambleas de accionistas deberán publicarse en el sistema electrónico que la Secretaría de Economía estableció para dichos efectos y podrán publicarse en uno de los diarios de mayor circulación en el domicilio social de la Emisora, con cuando menos 15 días naturales de anticipación a la fecha en la que se pretenda llevar a cabo la asamblea correspondiente, en los términos del artículo 186 de la Ley General de Sociedades Mercantiles, o cualquier otra disposición que la sustituya de tiempo en tiempo, y demás disposiciones aplicables.

Desde la fecha de la convocatoria hasta la fecha en la que se lleve a cabo una asamblea correspondiente la Emisora podrá a disposición de los accionistas, en sus oficinas y de forma inmediata y gratuita, toda la información que considere necesaria para dicha asamblea, incluyendo los formularios a que hace referencia la fracción III del artículo 49 de la LMV, o cualquier otra disposición que la sustituya de tiempo en tiempo, y demás disposiciones aplicables.

Las asambleas de accionistas podrán ser celebradas sin previa convocatoria en el caso de que la totalidad de las acciones representativas del capital social con derecho a voto o de la serie de acciones de que se trate (tratándose de asambleas especiales) estuvieren presentes o representadas en el momento de la votación.

No obstante lo anterior y de conformidad con el segundo párrafo del artículo 178 de la Ley General de Sociedades Mercantiles, o cualquier otra disposición que la sustituya de tiempo en tiempo, y demás disposiciones aplicables, los accionistas por unanimidad podrán tomar resoluciones tomadas fuera de asamblea, las cuales tendrán la misma validez y eficacia como si hubieran sido tomadas en asamblea de accionistas, siempre y cuando los acuerdos sean por escrito.

Los accionistas podrán hacerse representar en las asambleas de accionistas por un apoderado que cuente con poder otorgado conforme a los formularios a que hace referencia la fracción III del artículo 49 de la LMV, o cualquier otra disposición que la sustituya de tiempo en tiempo, y demás disposiciones aplicables, y por mandatos o poderes otorgados conforme a la legislación común.

Para ser admitidos en las asambleas de accionistas, los accionistas deberán estar debidamente inscritos en el libro de registro de acciones que la Emisora debe llevar de acuerdo a lo establecido en el artículo 128 de la Ley General de Sociedades Mercantiles, o cualquier otra disposición que la sustituya de tiempo en tiempo, y demás disposiciones aplicables, o, en su caso, presentar las constancias emitidas por el Indeval, o cualquier otra institución que actúe como depositaria de valores en términos de lo establecido en la LMV.

Para asistir a una asamblea especial o general de accionistas de que se trate, el accionista correspondiente deberá acreditar, al secretario no miembro del consejo de administración de la Emisora,

que no se encuentra en los supuestos que requieren aprobación del consejo de administración de la Emisora a que se refiere el artículo 9 de nuestros estatutos sociales.

Las asambleas generales ordinarias y extraordinarias de accionistas serán presididas por el presidente del consejo de administración de la Emisora y, en su ausencia, por la persona que designe la asamblea por mayoría de votos de las acciones presentes.

El secretario no miembro del consejo de administración de la Emisora o el prosecretario actuarán como secretario de las asambleas de accionistas y, en su ausencia, lo hará la persona designada por la asamblea por mayoría de votos de las acciones presentes.

El presidente de la asamblea nombrará uno o más escrutadores de entre los accionistas, representantes de accionistas o invitados presentes en la asamblea de que se trate, quienes determinarán la existencia o falta de quórum, y contarán los votos emitidos cuando el presidente de la asamblea así lo requiera.

Las asambleas ordinarias de accionistas se considerarán legalmente instaladas, en virtud de primera convocatoria, si se encuentran representadas cuando menos el 50% de las acciones en circulación representativas del capital social de la Emisora, y sus resoluciones serán válidas cuando hayan sido tomadas por mayoría simple de las acciones con derecho a voto, representadas y presentes en dicha asamblea. En caso de segunda o ulteriores convocatorias, las asambleas generales ordinarias de accionistas se considerarán legalmente instaladas cualquiera que sea el número de las acciones presentes o representadas en dicha asamblea y los acuerdos deberán ser tomados por mayoría simple de las acciones con derecho a voto, representadas y presentes en dicha asamblea.

Las asambleas generales extraordinarias de accionistas se considerarán legalmente instaladas en virtud de primera convocatoria, si se encuentran representadas o presentes cuando menos el 75% de las acciones en circulación representativas del capital social de la emisora en dicha asamblea. En caso de segunda o ulteriores convocatorias, las asambleas generales extraordinarias de accionistas se considerarán legalmente instaladas si está representado o presentes más del 50% de las acciones en circulación representativas del capital social de la Emisora, en dicha asamblea.

Los acuerdos tomados por una asamblea general extraordinaria, independientemente de si fueron instaladas como resultado de primera, segunda o ulterior convocatoria, serán válidos si son tomados por más del 50% de las acciones en circulación representativas del capital social de la Emisora que se encuentren presentes o representadas en dicha asamblea, salvo en caso de (i) la cancelación de la inscripción en el RNV de las acciones representativas del capital de la Emisora o de los títulos que las representen, en cuyo caso se requerirá el voto favorable del 95% de las acciones en circulación representativas del capital social de la Emisora que se encuentren presentes o representadas en dicha Asamblea, y (ii) una reforma a nuestros estatutos sociales, en cuyo caso se requerirá el voto favorable del 65% de las acciones en circulación representativas del capital social de la Emisora que se encuentren presentes o representadas en dicha asamblea.

Las actas de las asambleas de accionistas y las resoluciones de accionistas adoptadas por unanimidad fuera de asamblea, según sea el caso, serán transcritas en el libro de actas de asamblea de la Emisora. De cada asamblea o resoluciones unánimes se formará un expediente en el que se conservarán ejemplares del acta, la lista de asistencia, las cartas poder, copia de las convocatorias, si las hubiere, y los documentos sometidos a consideración de los accionistas, tales como informes del consejo de administración de la Emisora, estados financieros de la Emisora y otros documentos relevantes también serán conservados.

Cuando la transcripción de algún acta de asamblea o de las resoluciones de accionistas adoptadas por unanimidad fuera de asamblea no pueda ser registrada en el libro de actas de asamblea de la Emisora, las mismas serán protocolizadas ante notario público en México.

Las actas de las asambleas de accionistas, así como las constancias respecto de aquellas asambleas que no se hubieran podido celebrar por falta de quórum, serán firmadas por el presidente y secretario de dicha asamblea.

Distribución de Utilidades (Dividendos)

Generalmente, en una asamblea general anual ordinaria de accionistas, el consejo de administración de la Emisora presenta los estados financieros, correspondientes al ejercicio fiscal anterior a los accionistas para su aprobación. Una vez que la asamblea general de accionistas apruebe dichos estados financieros, determinará la distribución de las utilidades netas del ejercicio anterior, si las hubiera. Todas las acciones en circulación en el momento que se declara un dividendo u otra distribución, tienen derecho a participar en dicho dividendo u otra distribución.

Consejo de Administración

La administración de la Emisora estará a cargo de un consejo de administración. El Consejo de administración estará integrado por un máximo de 21 miembros, conforme lo resuelva la asamblea de accionistas correspondiente, de los cuales por lo menos el 25% deberán ser independientes, en términos de lo dispuesto por los artículos 24 y 26 de la LMV, o cualquier otra disposición que la sustituya de tiempo en tiempo, y demás disposiciones aplicables.

Por cada consejero propietario podrá designarse su respectivo suplente, en el entendido de que los consejeros suplentes de los consejeros independientes deberán tener este mismo carácter.

Se entenderá por consejeros independientes, a aquellas personas seleccionadas por su experiencia, capacidad y prestigio profesional, que cumplan con los requisitos contemplados por el artículo 26 de la LMV, o cualquier otra disposición que la sustituya de tiempo en tiempo, y por cualquier otra disposición que emita la CNBV.

Corresponderá a la asamblea general ordinaria de accionistas calificar la independencia de los consejeros. Por su parte la CNBV, previo derecho de audiencia de la Emisora y del consejero de que se trate, podrá objetar la calificación de independencia de algún consejero, cuando existan elementos que demuestren la falta de independencia, dentro de un plazo de 30 Días Hábiles contados a partir de la notificación que haga la Emisora.

Los miembros del consejo de administración podrán o no ser accionistas de la Emisora, continuarán en funciones hasta que sean removidos y las personas designadas para sustituirlos tomen posesión de sus cargos, en el entendido de que en todo momento deberán tener capacidad legal para ejercer su encargo y no estar inhabilitados para ejercer el comercio. En todo momento se deberá observar lo dispuesto en el segundo párrafo del artículo 24 de la LMV.

El consejo de administración de la Emisora podrá designar consejeros provisionales, sin intervención de la asamblea de accionistas, en los casos en que hubiere concluido el plazo de designación del consejero, el consejero hubiere renunciado, sea incapaz o fallezca. La asamblea general de accionistas de la Emisora ratificará dichos nombramientos o designará a los consejeros sustitutos en la asamblea siguiente a que ocurra tal evento.

Los miembros del consejo de administración de la Emisora únicamente podrán ser removidos por acuerdo de la asamblea general de accionistas.

Los miembros del consejo de administración nombrados por los accionistas al momento de autorizar la oferta pública inicial de Acciones Serie A de la Emisora deberán durar en su cargo por lo menos 24 meses posteriores a la fecha en la cual la Emisora publique el aviso de colocación de dicha oferta.

Los miembros del consejo de administración de la Emisora serán nombrados por mayoría de votos de los accionistas en una asamblea general ordinaria de accionistas; en el entendido que por, cada

10% del capital social en circulación, un accionista minoritario tendrá derecho a nombrar a un miembro del consejo.

Cada año, la asamblea de accionistas o el consejo de administración de la Emisora, en su defecto, deberán elegir de entre sus miembros al presidente del consejo de administración. A menos que se establezca lo contrario, el presidente del consejo de administración deberá ejecutar y llevar a cabo las resoluciones de la asamblea de accionistas y del consejo de Administración, sin necesidad de resolución especial alguna.

El secretario no miembro del consejo de administración de la Emisor**a** y el prosecretario serán nombrados en una asamblea general ordinaria de accionistas o en una junta del consejo de administración, según proceda. El secretario no tendrá la condición de consejero, pero deberá cumplir con las obligaciones y deberes previstos en la legislación aplicable.

Las ausencias temporales o permanentes en el consejo de administración serán cubiertas por los suplentes respectivos. El presidente del consejo de administración tendrá voto de calidad en todos los asuntos.

El presidente del consejo de administración de la Emisora podrá ser de cualquier nacionalidad, presidirá las reuniones del consejo de administración y, en su ausencia, las presidirá uno de los consejeros designado por mayoría de votos de los demás consejeros asistentes.

Sesiones del Consejo de Administración

Las sesiones del consejo de administración podrán ser convocadas por el presidente del consejo de administración, del comité de auditoría, del comité de prácticas societarias, por el secretario no miembro del consejo de administración, o por el 25% de los consejeros por medio de aviso por escrito, incluyendo sin limitar, fax o correo electrónico, a todos los miembros del consejo de administración con por lo menos 10 días naturales de anticipación a la fecha fijada para la celebración de la sesión. No será necesaria convocatoria alguna cuando todos los consejeros se encuentren presentes.

El auditor externo podrá ser convocado para que asista a cualquier sesión del consejo de administración con voz pero sin voto, en el entendido de que en ningún caso estará presente cuando se traten asuntos que pudieren implicar un conflicto de interés o que puedan comprometer su independencia.

Las sesiones del consejo de administración deberán celebrarse, por lo menos 4 veces durante cada ejercicio social, en el domicilio de la Emisora, sin embargo, si así lo determina el consejo por mayoría de votos, podrán reunirse en otro domicilio o en el extranjero.

Las actas de las sesiones del consejo de administración serán transcritas en el libro de sesiones de consejo y serán firmadas por todas las personas que hayan asistido o, si es expresamente autorizado por acuerdo en la sesión correspondiente, solamente por el presidente y el secretario no miembro del consejo de administración de la Emisora. De cada sesión del consejo de administración se formará un expediente en el que se conservarán ejemplares del acta y de las resoluciones unánimes del consejo de administración, copia de las convocatorias, si las hubiere, así como toda la documentación relevante en relación con la misma.

Para que las sesiones del consejo de administración se consideren legalmente instaladas, deberá estar presente la mayoría sus miembros. El consejo de administración adoptará sus resoluciones por mayoría de votos de sus consejeros, en caso de empate, el presidente del Consejo de Administración tendrá voto de calidad.

Las resoluciones tomadas fuera de la sesión de consejo de administración, por unanimidad de votos de los consejeros, serán válidas y legales, siempre que se confirmen por escrito y sean firmadas por todos los consejeros del consejo de administración. El documento en el que conste la confirmación escrita deberá ser enviado al secretario de la Emisora, quien transcribirá las resoluciones respectivas en

el libro de actas correspondiente, e indicará que dichas resoluciones fueron adoptadas de conformidad con los estatutos sociales de la Emisora.

Facultades del Consejo de Administración

El consejo de administración tendrá la representación de la Emisora y por consiguiente tendrá todas las facultades comprendidas en los poderes generales para pleitos y cobranzas, para administrar bienes y para ejercer actos de dominio, con todas las facultades generales y las especiales que requieren cláusula especial conforme a la ley, en los términos del artículo 2554 del Código Civil para el Distrito Federal y de las disposiciones correlativas de los códigos civiles de las distintas entidades federativas de México y del Código Civil Federal; por tanto, representará a la Emisora ante toda clase de autoridades administrativas y judiciales, federales, estatales o municipales, ante las Juntas de Conciliación y Arbitraje y demás autoridades de trabajo y ante árbitros. Los poderes antes mencionados incluyen, enunciativa y no limitativamente, facultades para:

(i) realizar todas las operaciones y celebrar, modificar y rescindir contratos inherentes a los objetos de la Emisora;

(ii) abrir, manejar y cancelar cuentas bancarias, incluyendo enunciativa y no limitativamente, la autoridad de designar signatarios para girar contra ellas;

(iii) constituir y retirar toda clase de depósitos;

(iv) nombrar y remover al director general y su retribución integral, así como las políticas para la designación y retribución integral de los demás directivos relevantes;

(v) otorgar y revocar poderes generales y especiales;

(vi) establecer y clausurar sucursales, agencias y dependencias;

(vii) ejecutar los acuerdos tomados por la asamblea de accionistas;

(viii) para representar a la Emisora en caso de que tenga un interés o participación en otras sociedades o entidades, así como para comprar o suscribir acciones o partes sociales de las mismas, en el momento de su constitución o en cualquier tiempo ulterior;

(ix) interponer toda clase de juicios y recursos, aún amparo, para transigir, comprometer en árbitros, articular y absolver posiciones, hacer cesión de bienes, gravar bienes, recusar y recibir pagos, para discutir, para negociar, celebrar y revisar contratos colectivos o individuales de trabajo;

(x) para presentar quejas y denuncias de carácter penal, para otorgar perdón y constituirse en coadyuvante del Ministerio Público;

(xi) aceptar a nombre de la Emisora mandatos de personas físicas y morales nacionales o extranjeras;

(xii) autorizar a la Emisora o a sus subsidiarias a constituir garantías reales y personales, así como cualquier afectación fiduciaria para garantizar obligaciones de la Emisora y constituirse como deudor solidario, fiador, avalista, y en general como obligado al cumplimiento de obligaciones de terceros y establecer las garantías necesarias para asegurar dicho cumplimiento;

(xiii) aprobar las políticas de información y comunicación para los accionistas y el mercado, entre otros;

(xiv) convocar a asambleas generales ordinarias y extraordinarias así como especiales y para ejecutar sus resoluciones;

(xv) crear los comités que estime convenientes y designe a los miembros del consejo de administración que integrarán dichos comités (con excepción de nombramiento y ratificación de las personas que funjan como presidente de los comités de auditoría y de prácticas societarias, quienes serán designados por la asamblea de accionistas);

(xvi) establecer las estrategias para la conducción del negocio de la Emisora;

(xvii) ocuparse de los asuntos a que se refiere el artículo 28 de la LMV o cualquier otra disposición que la sustituya de tiempo en tiempo;

(xviii) aprobar los términos y condiciones para la oferta pública y enajenación de acciones de tesorería de la Emisora emitidas conforme a lo dispuesto por el artículo 53 de la LMV;

(xix) designar a la persona o personas encargadas de efectuar la adquisición o colocación de acciones autorizadas por la asamblea de accionistas, conforme al artículo 56 de la LMV, así como los términos y condiciones de tales adquisiciones y colocaciones, dentro de los límites establecidos por la propia LMV y por la asamblea de accionistas e informar a la asamblea de accionistas del resultado, en cualquier ejercicio social, del ejercicio de tales atribuciones;

(xx) nombrar Consejeros provisionales, conforme a los dispuesto y permitido por la LMV;

(xxi) aprobar los términos y condiciones del convenio judicial por virtud del cual se tenga la intención de concluir alguna acción de responsabilidad por incumplimiento del deber de diligencia o el deber de lealtad por cualquier consejero;

(xxii) poder general para pleitos y cobranzas y actos de administración en el área laboral;

(xxiii) para conferir, otorgar, revocar y/o cancelar poderes generales o especiales dentro de sus facultades, otorgando facultades de sustitución y de delegación de los mismos, salvo aquellas facultades cuyo ejercicio corresponda en forma exclusiva al consejo de administración por disposición de las leyes aplicables o de los estatutos sociales de la Emisora, reservándose siempre el ejercicio de sus facultades; y

(xxiv) celebrar cualesquiera actos jurídicos necesarios o convenientes.

El consejo de administración, en su caso, tendrá además en los términos del artículo 9 de la Ley General de Títulos y Operaciones de Crédito, poder general para girar, aceptar y endosar títulos de crédito, así como para protestarlos y poder general para abrir y cancelar cuentas bancarias.

Comités

La asamblea de accionistas o el consejo de administración podrán constituir los comités que consideren necesarias para su funcionamiento.

Adicionalmente, el consejo de administración contará con los comités de auditoría y de prácticas societarias de conformidad con lo establecido en la LMV, los cuales estarán integrados exclusivamente por consejeros independientes, y un mínimo de 3 miembros designados por el consejo de administración, en términos de lo establecido en el artículo 25 de la LMV, o cualquier otra disposición que la sustituya de tiempo en tiempo, y demás disposiciones aplicables.

Los comités de auditoría y de prácticas societarias, y los demás designados conforme a los estatutos sociales de la Emisora, se reunirán de la manera y en las fechas o con la periodicidad que determine cada uno de ellos en la primera o en la última sesión que celebre durante cada ejercicio social

(en este último caso con respecto al calendario de las sesiones a ser celebradas en el ejercicio social siguiente), sin que sea necesario convocar a sus miembros en cada ocasión a sesiones cuya celebración estuviere previamente programada conforme al calendario de sesiones que hubiere aprobado el comité respectivo; en el entendido, que para que las sesiones de los comités se consideren legalmente instaladas, se requerirá la asistencia de la mayoría de sus miembros y las resoluciones deberán ser aprobadas por el voto favorable de la mayoría de los miembros del comité de que se trate.

Adicionalmente, cada comité sesionará cuando así lo determine el presidente de dicho comité, el secretario no miembro del consejo de administración o cualquiera de sus miembros propietarios, previo aviso con 3 Días Hábiles de anticipación a todos los miembros propietarios del Comité y a los suplentes que se requieran. El auditor externo de la Emisora podrá ser convocado a las sesiones de los Comités, en calidad de invitado con voz y sin voto.

Las resoluciones tomadas de manera unánime por los miembros de dicho comité, tendrán la misma validez como si hubieran sido aprobadas en la sesión siempre que consten por escrito y cuenten con la firma de todos sus miembros. Asimismo, los comités se podrán reunir en cualquier momento, sin previa convocatoria en el caso de que estuvieren presentes la totalidad de sus miembros propietarios.

Ninguno de los comités podrá delegar el conjunto de sus facultades en persona alguna, pero podrá designar delegados que deban ejecutar sus resoluciones. El presidente de cada comité estará facultado para ejecutarlas individualmente sin requerir de autorización expresa. Cada comité constituido conforme a los estatutos sociales de la Emisora, deberá informar al consejo de administración en forma anual de las actividades que realice, o bien, cuando a su juicio se susciten hechos o actos de trascendencia para la Emisora. De cada sesión de comité se deberá levantar un acta que se transcribirá en un libro especial. En el acta se hará constar la asistencia de los miembros del comité y las resoluciones adoptadas y deberán ser firmadas por quienes hubieren actuado como presidente y secretario.

Para todo lo no previsto en los estatutos sociales de la Emisora o en la LMV, los comités funcionarán conforme las reglas de funcionamiento del consejo de administración.

Los comités deberán cuando menos una vez al año informar al consejo de administración respecto de las actividades que han realizado.

Deberes de los miembros del Consejo de Administración

La LMV les impone un deber de diligencia y lealtad a los miembros del consejo de administración, a los miembros de los comités, al director general y a los directivos relevantes con los que este último, en su caso, se auxilie. Dicho deber de diligencia les requiere obtener suficiente información y encontrarse suficientemente preparados a efecto de actuar en el mejor de los intereses de la Emisora. El deber de diligencia se cumple, principalmente, a través de la búsqueda y obtención de toda la información que pueda ser necesaria a efecto de tomar decisiones (incluyendo a través de la contratación de expertos independientes), atendiendo a sesiones del consejo de administración, del comité del que, en su caso, formen parte y divulgando al consejo de administración información relevante en posesión del consejero o funcionario respectivo. El incumplimiento de dicho deber de diligencia por un consejero lo somete a responsabilidad conjunta y solidaria junto con otros consejeros que resulten responsables en relación con los daños y perjuicios que se ocasionen a la Emisora o sus subsidiarias.

El deber de lealtad consiste principalmente en un deber de actuar en beneficio de la Emisora e incluye, primordialmente el deber de mantener la confidencialidad de la información que los consejeros reciban en relación con el desempeño de sus deberes, absteniéndose de deliberar o votar en asuntos respecto de los que tengan un conflicto de interés y absteniéndose de aprovecharse de oportunidades de negocios que le pertenezcan a la Emisora. Adicionalmente, el deber de lealtad no se cumple en caso de que uno o más accionistas se vean favorecidos de manera inapropiada o si, sin el consentimiento expreso del consejo de administración, un consejero toma provecho de una oportunidad corporativa que le pertenece a la Emisora o a sus subsidiarias.

El deber de lealtad tampoco se cumple si un consejero o funcionario (i) usa nuestros activos o consiente el uso de nuestros activos en violación de cualquiera de nuestras políticas, o (ii) si divulga información falsa o que conduzca al error, ordena no transcripción o previene la transcripción de cualquier transacción en nuestros registros, lo que puede afectar nuestros estados financieros u ocasiona que información importante no se divulgue o modifique.

El incumplimiento al deber de diligencia o al deber de lealtad, los hará responsables, en forma solidaria con otros consejeros o funcionarios que hubieren incumplido, por los daños y perjuicios que ocasionen a la Emisora, en los casos en que hubieren actuado de mala fe, dolosamente, con culpa grave o ilícitamente.

Como medio de protección para nuestros consejeros en relación con violaciones al deber de diligencia o al deber de lealtad, la LMV establece que las responsabilidades derivadas del incumplimiento de dichos deberes no resultaran aplicables en el caso de que un consejero haya actuado de buena fe y (a) en cumplimiento de la legislación aplicable y nuestros estatutos, (b) con base en hechos y la información proporcionada por los funcionarios, auditores externos o expertos externos cuya capacidad y credibilidad no puedan ser razonablemente puestas en tela de juicio, y (c) elija la alternativa más apropiada de buena fe o cuando los efectos negativos de dicha decisión no puedan preverse razonablemente de acuerdo con la información disponible. Los tribunales judiciales no han interpretado el significado de dicha disposición y, por lo tanto, el ámbito y significado de la misma permanecen inciertos.

Los consejeros serán responsables de manera conjunta con los anteriores consejeros por las irregularidades ocasionadas por cualquier consejero anterior que no sean reportadas al comité de auditoría y al comité de prácticas societarias.

Los miembros del consejo de administración y de los comités no deberán garantizar el desempeño de sus cargos.

Deben observarse las disposiciones relativas al deber de lealtad de los párrafos segundo y tercero del artículo 34 de la LMV.

La responsabilidad derivada del incumplimiento de los deberes de diligencia o de lealtad deberá ser exclusiva a favor de la Emisora, según el caso, y podrá ser ejercida por ésta o por los accionistas que, individual o conjuntamente, representen la titularidad de acciones (incluidas las acciones limitadas, restringidas o sin voto) representativas del 5% o más del capital social.

Los miembros del consejo de administración o los miembros de los comités no deberán estar en incumplimiento cuando actúen de buena fe o cuando se produzca alguna de las exclusiones de responsabilidad mencionadas en el artículo 40 de la LMV, en cualquier otra disposición que la reemplace ocasionalmente y en otras leyes aplicables.

Comité de Auditoría y Comité de Prácticas Societarias

La vigilancia de la gestión, conducción y ejecución de los negocios de la Emisora, estará a cargo del consejo de administración a través de los comités de auditoría y de prácticas societarias, así como de la persona moral que realice la auditoría externa.

El Presidente del comité de auditoría y el Presidente del comité de prácticas societarias estarán obligados en términos del artículo 43 de la LMV, o cualquier otra disposición que la sustituya de tiempo en tiempo, a proporcionar un informe anual.

Comité de Auditoría

El comité de auditoría contará con un mínimo de 3 miembros, los cuales deberán ser independientes, debiendo ser designados por la asamblea de accionistas o el consejo de administración a propuesta del presidente del consejo de administración, excepto por el presidente que será designado

y/o removido de su cargo exclusivamente por la asamblea general de accionistas y tendrá las características referidas en el artículo 43, fracción II, de la LMV.

El comité de auditoría tendrá las funciones a que hace referencia el artículo 42, fracción II, de la LMV, o cualquier otra disposición que la sustituya de tiempo en tiempo, y las disposiciones de carácter general que a tal efecto dicte la CNBV, así como las demás disposiciones aplicables. Dichas funciones incluyen, sin limitar, emitir una opinión al consejo de administración acerca de los asuntos encomendados al comité de auditoría, recomendar la elección de auditores externos, discusión de los estados financieros de la Emisora con la persona responsable por su elaboración, informar al consejo de administración sobre el estatus de los asuntos relacionado a los sistemas de control interno y auditoría dentro de la Emisora, preparar una opinión acerca de criterios y principios y políticas contables y, en general, vigilar la conducta corporativa de la Emisora.

Nuestro comité de auditoría revisará trimestralmente todos los pagos realizados a Riverstone, nuestro Promotor, cualquiera de sus afiliadas o nuestros directores y funcionarios.

Adicionalmente, la Emisora deberá contratar a un auditor externo, para cumplir con lo establecido en la LMV.

Comité de Prácticas Societarias

Comité de prácticas societarias. Dicho comité contará con un mínimo de 3 miembros, los cuales deberán ser independientes, debiendo ser designados por la asamblea de accionistas o el consejo de administración a propuesta del presidente del consejo de administración, excepto por el Presidente que será designado y/o removido de su cargo exclusivamente por la asamblea general de accionistas, y tendrá las características referidas en el artículo 43, fracción I, de la LMV, o cualquier otra disposición que la sustituya de tiempo en tiempo, y demás disposiciones aplicables.

El comité de prácticas societarias tendrá las funciones a que hace referencia el artículo 42, fracción I, de la LMV, o cualquier otra disposición que la sustituya de tiempo en tiempo, y las disposiciones de carácter general que a tal efecto dicte la CNBV, así como las demás disposiciones aplicables. Dichas funciones incluyen, entre otras que deriven de la LMV, emitir opiniones al consejo de administración según este lo requiera respecto de cualquiera de los asuntos que le correspondan conforme a la LMV y los estatutos sociales, solicitar opiniones de expertos independientes respecto a asuntos que deban someterse a la aprobación del consejo de administración o en relación con los cuales exista un conflicto de interés, convocar a asambleas de accionistas y apoyar al consejo administración en la elaboración de reportes.

Disolución y Liquidación

La Emisora se disolverá si tuviere lugar alguno de los supuestos previstos en el artículo 229 la Ley General de Sociedades Mercantiles, o cualquier otra disposición que la sustituya de tiempo en tiempo, y demás disposiciones aplicables. En ambos casos, la disolución de la Emisora causará la cancelación de la inscripción en el RNV de las acciones representativas del capital de la Emisora o de los títulos que las representen que se encuentren inscritos en dicho RNV.

Declarada la disolución de la Emisora, ésta será puesta en estado de liquidación, la cual estará a cargo de uno o más liquidadores, quienes en este último caso deberán obrar conjuntamente según lo acuerde la asamblea de accionistas. La asamblea de accionistas también fijará el plazo para el ejercicio de su(s) cargo(s) así como la retribución que habrá de corresponderle(s).

El (los) liquidador(es) procederá(n) con la liquidación y distribución del remanente, en su caso, en proporción a las acciones de que sean titulares los accionistas, de conformidad con lo estipulado en la Ley General de Sociedades Mercantiles.

Derecho de Suscripción Preferente

Salvo por los supuestos listados en los estatutos sociales de la Emisora, los accionistas en proporción al número de acciones de las que sean titulares al momento de decretarse el aumento de que se trate, gozarán del derecho de preferencia para suscribir las nuevas acciones que se emitan o pongan en circulación para representar el aumento que corresponda. Lo anterior en el entendido, que dicho derecho de preferencia podrá ejercerse dentro de los 15 días naturales, siguientes a la fecha de publicación del aviso correspondiente en el sistema electrónico de la Secretaría de Economía.

El derecho de suscripción preferente a que se refiere el artículo 132 de la Ley General de Sociedades Mercantiles no será aplicable tratándose de aumentos de capital realizados: (i) al amparo del citado artículo 53 de la LMV o de cualquier disposición que la sustituya; (ii) con motivo de la emisión de valores convertibles en acciones de la Emisora; (iii) con motivo de la conversión de una serie de acciones por otra serie en específico previo acuerdo de la asamblea general de accionistas; (iv) como resultado de una fusión de la Emisora, ya sea como sociedad fusionante o sociedad fusionada, o (v) como consecuencia de la colocación de acciones recompradas en términos de las disposiciones aplicables.

Amortización

La Emisora podrá llevar a cabo la amortización de acciones con utilidades repartibles sin estar en la necesidad de tener que disminuir el capital social, siempre y cuando, además de cumplir con lo previsto en el artículo 136 de la Ley General de Sociedades Mercantiles o cualquier otra disposición que las sustituya de tiempo en tiempo, y demás disposiciones legales aplicables, cumpla con lo siguiente:

(i) Si la amortización tiene como fin amortizar a todos los accionistas, dicha amortización se realizará de tal manera que una vez que se lleve a cabo la amortización de que se trate, los accionistas continúen con el mismo porcentaje de acciones, que tenían antes de que se realizará la amortización correspondiente.

(ii) Si la amortización tiene como fin amortizar acciones que se encuentran cotizando en alguna bolsa de valores, dicha amortización se realizará a través de la adquisición de acciones propias en dicha bolsa en los términos y condiciones establecidos por la asamblea de accionistas correspondiente, la cual podrá delegar en el consejo de administración o en delegados especiales la facultad de determinar el sistema, precios, términos y demás condiciones para ello. Una vez que se hayan tomado los acuerdos correspondientes, se publicarán en el sistema electrónico que lleva la Secretaría de Economía.

(iii) Las acciones amortizadas y los certificados o títulos que las amparen deberán ser cancelados, con la correspondiente disminución de capital de la Emisora.

Derechos de Minoría

La Emisora otorgará los siguientes derechos de minoría:

(i) Conforme a lo dispuesto en la fracción III del artículo 50 de la LMV, o cualquier otra disposición que la sustituya de tiempo en tiempo, y demás disposiciones aplicables, los titulares de acciones con derecho a voto (incluso limitado o restringido) representadas en una asamblea general ordinaria o extraordinaria, por cada 10% de tenencia que representen en lo individual o en conjunto del capital social, podrán (a) solicitar que se aplace por 1 sola vez, por 3 días naturales y sin necesidad de nueva convocatoria, la votación de cualquier asunto respecto del cual no se consideren suficientemente informados, sin que resulte aplicable el porcentaje señalado en el artículo 199 de la Ley General de Sociedades Mercantiles, o cualquier otra disposición que la sustituya de tiempo en tiempo, y demás disposiciones aplicables, y (b) designar y/o revocar en asamblea general de accionistas, a un consejero del consejo de administración que solo podrá ser revocado si se revoca a todos los miembros del consejo de administración, en

cuyo caso las personas sustituidas no podrán ser nombradas con tal carácter durante los 12 meses inmediatos siguientes a la fecha de revocación;

(ii) Los titulares de acciones con derecho a voto (incluso limitado o restringido) que en lo individual o en conjunto representen el 20% o más del capital social, podrán oponerse judicialmente a las resoluciones dictadas en las asambleas generales respecto de las cuales tengan derecho a voto, sin que resulte aplicable el porcentaje a que se refiere el artículo 201 de la Ley General de Sociedades Mercantiles, o cualquier otra disposición que la sustituya de tiempo en tiempo, y demás disposiciones aplicables, siempre que se cumplan ciertos requisitos;

(iii) Los accionistas que, en lo individual o en su conjunto, sean titulares de acciones con derecho a voto (incluso limitado o restringido, o sin derecho a voto) por cada 10% o más del capital social que representen, podrán ejercer directamente la acción de responsabilidad en contra de cualesquier o todos los consejeros, del Director General o de cualquier directivo relevante por incumplimiento con los deberes de diligencia y lealtad, a favor de la Emisora o de la persona moral que esta controle o en la que tenga una influencia significativa. Esta responsabilidad solamente será en beneficio nuestro y las acciones para ejercerla prescriben a los cinco años; y

(iv) los accionistas que, individual o conjuntamente, posean acciones con o sin derecho a voto que representen el 10% o más de nuestro capital social en circulación, tendrán derecho a nombrar y/o destituir, mediante acuerdo adoptado en una asamblea general de accionistas, a un consejero por cada 10% del capital social en circulación que posea dicho consejero sólo podrá ser destituido si todos los miembros del consejo de administración son destituidos, en cuyo caso los consejeros que hayan sido destituidos no volverán a ser nombrados durante los 12 meses siguientes a la fecha de su remoción.

Restricciones a la Transferencia de Acciones

Toda adquisición directa o indirecta, de acciones, o intento de adquisición de acciones, de cualquier naturaleza y como quiera que se denomine, conforme a cualquier título o esquema legal, que se pretenda realizar, ya sea en una o varias operaciones o actos simultáneos o sucesivos de cualquier naturaleza jurídica, sin límite de tiempo entre sí, ya sea mediante una bolsa de valores o no, en México o en el extranjero, incluyendo operaciones estructuradas como fusiones, reorganizaciones corporativas, escisiones, consolidaciones, adjudicación o ejecución de garantías u otras operaciones o actos jurídicos similares (cualquiera de dichas operaciones, una “Adquisición”), por una o más Personas, Personas Relacionadas, Grupo de Personas, Grupo Empresarial o Consorcio, requerirá para su validez el acuerdo favorable, previo y por escrito, del consejo de administración, cada vez que el número de acciones que se pretenda adquirir, cuando se sumen a las acciones que integren su tenencia previa de acciones en la Emisora, en su caso, dé como resultado que el adquirente sea titular de un porcentaje en el capital social equivalente o mayor al 10%. Una vez que se alcance dicho porcentaje, cualquier Adquisición posterior de acciones por parte de cada una de dichas Personas, Personas Relacionadas, Grupo de Personas, Grupo Empresarial o Consorcio mediante la cual adquieran acciones adicionales de la Emisora que representen un 2% o más deberá notificarse al consejo de administración de la Emisora en el domicilio corporativo de la Emisora (a través del presidente del consejo con copia para el secretario no miembro del consejo de administración de la Emisora). Para evitar dudas, no se requiere ninguna autorización adicional para realizar dichas adquisiciones o celebrar Acuerdos de Voto hasta que el porcentaje de participación en el capital sea igual o mayor a una participación del 20%.

También se requerirá el acuerdo previo favorable del consejo de administración, por escrito, para la celebración de convenios, orales o escritos, independientemente de su denominación o del título o clasificación que se les dé, como consecuencia de los cuales se formen o adopten mecanismos o acuerdos de asociación de voto, voto en bloque o de voto vinculado o en conjunto o ciertas acciones se combinen o compartan de alguna otra manera, que impliquen un cambio en el control de la emisora o una participación del 20% en la Emisora, excluyendo los Acuerdos de Voto temporales que se celebren

en relación con una asamblea general de accionistas, con el propósito de designar consejeros de minoría.

Para estos efectos, la Persona que individualmente, o conjuntamente con la o las Personas Relacionadas de que se trate o bien, el Grupo de Personas, Grupo Empresarial o Consorcio que pretenda realizar cualquier Adquisición o celebrar cualesquier Acuerdos de Voto, deberán presentar una solicitud de autorización por escrito a la consideración del Consejo de Administración. Dicha solicitud deberá ser dirigida y entregada, en forma indubitable, al presidente del consejo de administración, con copia al secretario no miembro del mismo, en el domicilio de la Emisora. La solicitud mencionada deberá entregarse bajo protesta de decir verdad y deberá contener la siguiente información:

(i) el número y clase o serie de acciones de las que la o las Personas de que se trate y/o cualquier Persona Relacionada con la o las mismas o el Grupo de Personas, Grupo Empresarial o Consorcio (A) sea propietario o copropietario, ya sea directamente o a través de cualquier Persona o Persona Relacionada, y/o (B) respecto a las cuales haya celebrado un Acuerdo de Voto;

(ii) el número y clase o serie de acciones que pretendan adquirir, mediante la Adquisición, ya sea directa o indirectamente, por cualquier medio, o que serán materia de cualquier Acuerdo de Voto, así como, en su caso, el precio mínimo pagadero por cada acción respecto de la cual pretendan realizar la Adquisición;

(iii) (A) el porcentaje que las acciones a que se refiere el inciso (i) anterior representen del total de las acciones emitidas por la Emisora, y (B) el porcentaje que la suma de las acciones a que se refieren los incisos (i) y (ii) anteriores representen del total de acciones emitidas por la Emisora, en el entendido, que para dicho propósito podrá basarse en el número total de acciones reportadas por la Emisora a la bolsa de valores en la que se coticen sus acciones;

(iv) la identidad y nacionalidad de la o las Personas, Grupo de Personas, Consorcio o Grupo Empresarial que pretenda realizar la Adquisición o celebrar el Acuerdo de Voto de que se trate; en el entendido que si cualquiera de ellas es una Persona Moral, deberá especificarse la identidad y nacionalidad de cada uno de los socios, accionistas, fundadores, beneficiarios o cualquier equivalente, que finalmente, directa o indirectamente, tengan el Control de dicha Persona Moral;

(v) las razones y objetivos por los cuales pretenda realizar una Adquisición o celebrar el Acuerdo de Voto de que se trate, mencionando particularmente si tiene el propósito de adquirir, directa o indirectamente: (A) acciones adicionales a aquellas referidas en la solicitud de autorización; (B) una Participación del 20%; (C) el Control de la Emisora; o (D) Influencia Significativa en la Emisora, así como el rol que se pretende tener respecto de las políticas y administración de la Emisora, y cualquier modificación que quisieren proponer respecto de las políticas y administración de la Emisora;

(vi) si tiene participación directa o indirecta (y el monto de dicha participación) en el capital social o en la administración u operación de un Competidor o cualquier Persona Relacionada con un Competidor, o si tiene cualquier relación económica o de negocios con un Competidor o con cualquier Persona Relacionada con un Competidor, o si cualquiera de sus Personas Relacionadas son Competidores;

(vii) si tiene la facultad de adquirir las acciones o celebrar el Acuerdo de Voto de que se trate, de conformidad con lo previsto en los estatutos sociales de la Emisora y en la legislación aplicable; de ser el caso, si está en proceso de obtener cualquier consentimiento o autorización, de qué persona, y los plazos y términos en los que espera obtenerlo;

(viii) el origen de los recursos económicos que pretenda utilizar para pagar el precio de las acciones objeto de la solicitud; en el supuesto que los recursos provengan de algún financiamiento, el solicitante deberá especificar la identidad y nacionalidad de la Persona que le provea de dichos recursos y si dicha Persona es un Competidor o una Persona Relacionada con un Competidor, y la documentación que evidencie el acuerdo de financiamiento respectivo y los términos y condiciones de dicho financiamiento. El consejo de administración puede solicitar a la Persona que envíe dicha solicitud, según lo considere necesario para garantizar el pago del respectivo precio de compra y antes de conceder cualquier autorización de conformidad con lo anterior, evidencia adicional respecto del acuerdo de financiamiento (incluyendo evidencia de que no existen condiciones en dicho acuerdo) o, la constitución o el otorgamiento de (A) fianza, (B) fideicomiso de garantía, (C) carta de crédito irrevocable, (D) depósito, o (E) cualquier otro tipo de garantía, por hasta una cantidad equivalente al 100% del precio de las acciones que se pretenden adquirir o que sean materia de la operación o convenio de que se trate, designando a los accionistas, ya sea directamente o a través de la Emisora, como beneficiarios, con objeto de asegurar el resarcimiento de los daños y perjuicios que pudiere sufrir la Emisora o sus accionistas por la falsedad de la información presentada o como consecuencia de la solicitud o por cualquier acto u omisión del solicitante, directa o indirectamente, o como consecuencia de que la operación de que se trate no pueda completarse, por cualquier causa, relacionada o no con el financiamiento;

(ix) la identidad y nacionalidad de la institución financiera que actuaría como intermediario, en el supuesto de que la Adquisición de que se trate se realice a través de oferta pública;

(x) de ser el caso, por tratarse de una oferta pública de compra, copia del proyecto de prospecto informativo o documento similar, que tenga la intención de utilizar para la adquisición de las Acciones o en relación con la operación o convenio de que se trate, completo a esa fecha, y una declaración respecto a si el mismo ha sido autorizado por, o presentado a autorización de, las autoridades competentes (incluyendo la Comisión Nacional Bancaria y de Valores); y

(xi) un domicilio en la Ciudad de México, México, para recibir notificaciones y avisos en relación con la solicitud presentada.

En los casos que el consejo de administración así lo determine, en virtud de la imposibilidad de conocer cierta información al recibir la solicitud respectiva, de que dicha información todavía no pueda ser divulgada o por otras razones, el consejo de administración podrá, a su entera discreción, exceptuar el cumplimiento de uno o más de los requisitos antes mencionados al solicitante.

1. Dentro de los 15 Días Hábiles siguientes a la fecha en que hubiera recibido la solicitud de autorización a que se refiere el párrafo 1 anterior, el presidente o el secretario no miembro estarán obligados a convocar a una sesión del consejo de administración para considerar, discutir y resolver sobre la solicitud de autorización mencionada. Las convocatorias para las juntas del consejo de administración deberán ser formuladas por escrito y enviados de conformidad con las disposiciones de los estatutos sociales de la Emisora.

2. El consejo de administración podrá solicitar a la Persona que pretenda realizar la Adquisición o celebrar el Acuerdo de Voto correspondiente, la documentación adicional y las aclaraciones que considere necesarias para analizar adecuadamente la solicitud, así como sostener cualesquiera reuniones, para resolver sobre la solicitud de autorización que le hubiere sido presentada; en el entendido que cualquier solicitud de esa naturaleza por parte del consejo de administración deberá realizarse durante los 20 días naturales siguientes a la recepción de la solicitud, y en el entendido que la solicitud no se considerará como final y completa, sino hasta que la Persona que pretenda realizar la Adquisición o celebrar el

Acuerdo de Voto, presente toda la información adicional y haga todas las aclaraciones que el consejo de administración solicite.

El consejo de administración estará obligado a resolver cualquier solicitud de autorización que se reciba en los términos de los estatutos sociales de la Emisora dentro del periodo de 90 días naturales que sigan al envío de la solicitud o a la fecha en que la solicitud sea finalizada de conformidad con lo establecido en el párrafo anterior.

El consejo de administración debe emitir una resolución aprobando o rechazando la solicitud, en el entendido de que si el consejo de administración no resolviere dentro del plazo de 90 días naturales citado, se considerará que la solicitud de autorización fue negada. En cualquier caso, el consejo de administración actuará conforme a los lineamientos establecidos en el segundo párrafo de las "*Disposiciones Generales*" que se insertan más adelante y deberá justificar su decisión por escrito.

(i) Para considerar válidamente instalada una sesión del consejo de administración, en primera o ulterior convocatoria, para tratar cualquier asunto relacionado con cualquier solicitud de autorización o convenio a que se refieren los estatutos sociales de la Emisora, se requerirá la asistencia de cuando menos el 66% de sus miembros propietarios o de sus respectivos suplentes. Las resoluciones serán válidas cuando se tomen por el 66% de los integrantes del consejo de administración.

(ii) En el supuesto que el consejo de administración autorice la Adquisición de acciones planteada o la celebración del Acuerdo de Voto propuesto, y dicha adquisición, operación o convenio implique o tenga como resultado (a) la adquisición de una participación del 30% o mayor, pero sin que ello implique un cambio de Control, adicionalmente a cualquier requisito de autorización establecido en esta sección, la Persona o Grupo de Personas que pretendan realizar la Adquisición o celebrar el Acuerdo de Voto, deberán previo a la adquisición de las acciones o celebración del Acuerdo de Voto respectivo objeto de la autorización, llevar a cabo una oferta de compra por el porcentaje del capital social de la Emisora equivalente a la proporción de acciones en circulación que se pretenda adquirir o por el 10%, lo que resulte mayor, bajo las condiciones que en su caso hubiese autorizado el consejo de administración, (b) un cambio de Control, o (iii) la adquisición de Influencia Significativa respecto de la Emisora, adicionalmente a cualquier requisito de autorización establecido en los estatutos sociales de la Emisora, la Persona o Grupo de Personas que pretendan realizar la Adquisición o celebrar el Acuerdo de Voto, deberán previo a la adquisición de las acciones o celebración del Acuerdo de Voto respectivo objeto de la autorización, llevar a cabo una oferta de compra por el 100% de las acciones en circulación, bajo las condiciones que, en su caso, hubiese autorizado.

El precio a pagar por cada una de las acciones será el mismo, independientemente de su clase o serie.

En caso que el consejo de administración recibiere, en o antes que hubiere concluido la Adquisición o la celebración del Acuerdo de Voto de que se trate, una oferta de un tercero, reflejada en una solicitud para realizar la Adquisición de al menos el mismo número de acciones de que se trate, en mejores términos para los accionistas o tenedores de acciones de la Emisora (incluyendo lo relativo al tipo de contraprestación y al precio), el consejo de administración tendrá la capacidad de considerar y, en su caso, autorizar dicha segunda solicitud, manteniendo en suspenso la autorización previamente otorgada, y sometiendo a consideración del propio consejo de administración ambas solicitudes, a efecto de que el consejo de administración apruebe la solicitud que considere conveniente, en el entendido que cualquier aprobación será sin perjuicio de la obligación de llevar a cabo una oferta pública de compra en términos de los estatutos sociales de la Emisora y de la legislación aplicable.

(i) Aquellas adquisiciones de acciones que no impliquen (a) la adquisición de una Participación del 20%, (b) un cambio de Control o (c) la adquisición de Influencia Significativa respecto de la Emisora, podrán ser inscritas en el libro de registro de acciones de la Emisora, una vez

debidamente autorizadas por el consejo de administración y que las mismas se hubieren concluido. Aquellas Adquisiciones o Acuerdos de Voto que impliquen los supuestos (a), (b) o (c) anteriores, podrán ser inscritas en el libro de registro de acciones de la Emisora hasta el momento en que la oferta pública de compra a que se refiere esta sección hubiere concluido. En consecuencia, en este caso, no podrán ejercerse los derechos resultantes de las acciones, sino hasta el momento en que la oferta pública de compra de que se trate hubiere sido concluida.

(ii) El consejo de administración podrá negar su autorización para la Adquisición solicitada o para la celebración del Acuerdo de Voto propuesto, en cuyo caso señalará al solicitante por escrito, las bases y razones de la negativa de autorización. El solicitante tendrá el derecho de solicitar y sostener una reunión con el consejo de administración, o con un comité ad-hoc nombrado por el consejo de administración, para explicar, ampliar o aclarar los términos de su solicitud, así como de manifestar su posición mediante un documento por escrito que presente al consejo de administración.

Disposiciones Generales

Para los efectos de los estatutos sociales de la Emisora, se entenderá que son acciones de una misma Persona, las acciones respecto de las cuales (i) cualquier Persona Relacionada sea titular, o (ii) cualquier persona moral sea titular, cuando esa persona moral sea Controlada por la Persona mencionada. Asimismo, cuando más de una Persona, de manera conjunta, coordinada o concertada, pretendan adquirir acciones, en un acto, serie o sucesión de actos, sin importar el acto jurídico que lo origine, se considerarán como una sola Persona para los efectos de los estatutos sociales de la Emisora. El consejo de administración, considerando las definiciones contempladas en los estatutos sociales de la Emisora, determinará si una o más Personas que pretendan adquirir acciones o celebrar Acuerdos de Voto deben ser consideradas como una sola Persona para los efectos de los estatutos sociales de la Emisora. En dicha determinación, se podrá considerar cualquier información que de hecho o de derecho disponga el consejo de administración.

En la evaluación que haga de las solicitudes de autorización a que se refieren los estatutos sociales de la Emisora, el consejo de administración deberá tomar en cuenta los siguientes factores y cualesquier otros que estime pertinentes, actuando de buena fe y en el mejor interés de la Emisora y de sus accionistas y en cumplimiento de sus deberes de diligencia y lealtad de conformidad con la LMV y los estatutos sociales de la Emisora: (i) el precio ofrecido por el comprador potencial y el tipo de contraprestación planteada como parte de dicha oferta; (ii) cualesquier otros términos o condiciones relevantes incluidos en dicha oferta como la viabilidad de la oferta y el origen de los fondos a ser utilizados en la Adquisición; (iii) la credibilidad y la solvencia moral y reputación del comprador potencial; (iv) el efecto de la Adquisición propuesta o del Acuerdo de Voto en el negocio de la Emisora, incluyendo su posición financiera y operativa así como sus prospectos de negocio, (v) potenciales conflictos de interés (incluyendo los derivados de que la Persona que realice la solicitud sea un Competidor o afiliada a un Competidor según se describe en párrafos anteriores) en los casos en los que la Adquisición o el Acuerdo de Voto no versen sobre el 100% de las acciones, (vi) las razones planteadas por el comprador potencial para realizar la Adquisición o celebrar el Acuerdo de Voto, y (vii) la calidad, exactitud y veracidad de la información proporcionada en la solicitud del comprador potencial.

Si se llegaren a realizar Adquisiciones de acciones o celebrar Acuerdos de Voto restringidos, sin observar el requisito de obtener la autorización previa y por escrito favorable del consejo de administración, las acciones materia de dichas Adquisiciones o de los Acuerdos de Voto no otorgarán derecho alguno para votar en ninguna asamblea de accionistas de la Emisora, lo que será responsabilidad del adquirente, grupo de adquirentes o partes del contrato, convenio o acuerdo correspondiente. Las acciones materia de dichas Adquisiciones o Acuerdos de Voto que no hayan sido aprobadas por el consejo de administración no serán inscritas en el libro de registro de acciones de la Emisora, y las inscripciones realizadas con anterioridad serán canceladas, y la Emisora no reconocerá ni dará valor alguno a las constancias o listados a que se refiere el artículo 290 de la LMV, o cualquier otra disposición que la sustituya de tiempo en tiempo, y demás disposiciones aplicables, por lo que no

constituirán evidencia de la titularidad de las acciones o acreditarán el derecho de asistencia a las asambleas de accionistas, ni legitimarán el ejercicio de acción alguna, incluyendo las de carácter procesal.

Las autorizaciones otorgadas por el consejo de administración conforme a lo previsto en los estatutos sociales de la Emisora, dejarán de surtir efectos si la información y documentación con base en la cual esas autorizaciones fueron otorgadas no es o deja de ser veraz, completa y/o legal.

En caso de contravenir lo dispuesto los estatutos sociales de la Emisora, el consejo de administración podrá acordar, entre otras, las siguientes medidas, (i) la reversión de las operaciones realizadas, con mutua restitución entre las partes, cuando esto fuera posible, o (ii) la enajenación de las acciones objeto de la adquisición, a un tercero interesado aprobado por el consejo de administración al precio mínimo de referencia que determine el consejo de administración.

Lo anterior no será aplicable a (i) las Adquisiciones de acciones que se realicen por vía sucesoria, ya sea por herencia o legado, o a afiliadas o vehículos totalmente controlados por la Persona que efectúe la enajenación, (ii) la Adquisición de acciones, o la celebración de cualquier Acuerdo de Voto por parte de la Emisora, o por parte de los fideicomisos constituidos por la propia Emisora, (iii) la Adquisición de acciones por parte de algún Socio Estratégico, o (iv) la afectación a un fideicomiso de control o entidad similar que realicen en cualquier momento en el futuro los accionistas existentes a la fecha de la oferta pública inicial de las acciones de la Emisora en México.

Las disposiciones de los estatutos sociales de la Emisora se aplicarán en adición a las leyes y disposiciones de carácter general en materia de adquisiciones de valores obligatorias en los mercados en que coticen las acciones u otros valores que se hayan emitido en relación con éstas o derechos derivados de las mismas. En caso de que los estatutos sociales de la Emisora se contrapongan, en todo o en parte, a dichas leyes o disposiciones de carácter general, se estará a lo dispuesto por la ley o las disposiciones de carácter general en materia de adquisiciones de valores obligatorias.

Estas disposiciones de los estatutos sociales de la Emisora se inscribirán en el Registro Público de Comercio del domicilio de la Emisora y se deberá hacer referencia expresa a lo establecido en la misma en los títulos de las acciones representativas del capital de la Emisora, a efecto de que surta efectos frente a cualquier tercero. Las disposiciones contenidas en el Artículo 9 de nuestros Estatutos Sociales sólo podrán eliminarse o modificarse, mediante la resolución favorable de por lo menos, el 95% de las Acciones en circulación al momento de la adopción de dicha resolución.

Desliste o Cancelación del Registro de las Acciones en el RNV

En caso de que la Emisora decida cancelar la inscripción de sus Acciones Serie A en el RNV, mediante acuerdo tomado en asamblea extraordinaria de accionistas, con el voto favorable de por lo menos el 95% de los tenedores de acciones que representen el capital social de la Emisora, o, si se cancela nuestro registro, mediante resolución de la CNBV después de la Oferta, la Emisora deberá llevar a cabo, previo a dicha cancelación, una oferta pública de compra en un plazo máximo de 180 días naturales contados a partir de que surta efectos el requerimiento o a la autorización de la CNBV, según sea el caso, en los términos establecidos en el artículo 108 de la LMV, o cualquier otra disposición que la sustituya de tiempo en tiempo, y demás disposiciones aplicables. Dicha oferta deberá extenderse exclusivamente a personas que no pertenezcan a un grupo de accionistas que ejerza control (según se define en la LMV) sobre nosotros. Los accionistas que ejerzan control (según dicho término se define la LMV) serán subsidiariamente responsables con la Emisora del cumplimiento de lo establecido en los estatutos sociales de la Emisora, de tratarse de un requerimiento de cancelación de la CNBV.

A fin de cumplir con lo dispuesto en el artículo 108 de la LMV, y de conformidad con lo establecido en el artículo 101 de la LMV, el consejo de administración de la Emisora deberá elaborar, a más tardar al 10º Día Hábil posterior al inicio de la oferta pública de compra, escuchando al comité de auditoría y prácticas societarias, y dará a conocer al público inversionista, su opinión respecto del precio de la oferta pública de compra y los conflictos de interés que, en su caso, tenga cada uno de los miembros del consejo de administración respecto de la oferta. Dicha opinión podrá estar acompañada de

otra emitida por un experto independiente. Asimismo, los miembros del consejo de administración y el director general de la emisora deberán revelar al público, junto con la citada opinión, la decisión que tomarán respecto de las acciones o valores referidos a acciones de su propiedad.

Pérdida de derechos sobre las Acciones

La Emisora se constituye de conformidad con las leyes de México. Conforme a la ley mexicana, cualquier extranjero que, en el acto de constitución o en cualquier tiempo ulterior, adquiera un interés o participación en la Emisora, se obliga formalmente ante la Secretaría de Relaciones Exteriores a considerarse como ciudadano mexicano con respecto a sus intereses o participaciones en la Emisora, así como respecto a la propiedad, derechos, concesiones, participaciones o intereses de la Emisora, y los derechos y obligaciones que deriven de los acuerdos pactados por la Emisora, y conviene en no invocar la protección de su gobierno con respecto a dicho interés, bajo la pena, en caso de faltar a su convenio, de renunciar o perder dicho interés en beneficio de México. La legislación mexicana requiere que dicha estipulación se incluya en los estatutos de todas las sociedades a menos de que dichos estatutos prohíban la adquisición de acciones por parte de extranjeros. Las reducciones a nuestro capital social podrán ser decretadas para absorber pérdidas para el caso de que cualquier accionista desee ejercer su derecho de separación en términos del artículo 206 de la Ley Genera de Sociedades Mercantiles o cualquier otra disposición que la sustituya de tiempo en tiempo.

CONSIDERACIONES FISCALES

La presente sección contiene un resumen del tratamiento fiscal aplicable en México al ingreso que derive de la venta de las Acciones obtenidas al amparo de la Oferta en México. El siguiente resumen no pretende ser una descripción de todas las implicaciones fiscales que fuesen relevantes para tomar una decisión respecto de la venta de las Acciones. Los posibles inversionistas deberán consultar a sus asesores fiscales sobre el régimen fiscal aplicable a las Acciones y sobre las consecuencias fiscales que pudieran tener por la adquisición, tenencia o venta de las mismas. El tratamiento fiscal aplicable a la fecha del presente prospecto puede cambiar antes, durante o después de realizada la Oferta en México, ya sea por cambios en las leyes fiscales, sus reglamentos o las reglas administrativas emitidas por las autoridades fiscales.

México ha celebrado, o está en proceso de negociación para firmar diversos tratados para evitar la doble tributación con diversos países, incluido el Acuerdo Multilateral derivado del marco de BEPS impulsado por la OCDE, lo cual pudiera tener un impacto en los efectos fiscales de la adquisición, tenencia o venta de las Acciones. Los posibles inversionistas de las Acciones deben consultar a sus asesores fiscales respecto de los efectos fiscales y aplicación de dichos tratados.

Las personas morales con fines no lucrativos, como las sociedades de inversión especializadas en fondos para el retiro ("SIEFORES"), no son contribuyentes del impuesto sobre la renta por los ingresos que perciban como resultado de la inversión que realicen en las Acciones, incluyendo dividendos, así como del ingreso que perciban por la venta de las mismas. No obstante, recomendamos consultar a sus asesores fiscales previo a realizar cualquier inversión conforme al presente documento.

La siguiente descripción se realiza con base en la opinión de Creel, García-Cuéllar, Aiza y Enríquez, S.C., como nuestro asesor fiscal, la cual no ha sido validada por ninguna otra persona o autoridad. Es posible que la opinión de Creel, García-Cuéllar, Aiza y Enríquez, S.C. y, en consecuencia, la mencionada descripción, no sea consistente con la interpretación de las autoridades fiscales mexicanas, extranjeras o terceros. El régimen fiscal aplicable a cada posible inversionista debe ser analizado atendiendo a las particularidades de cada uno. Recomendamos que los posibles inversionistas consulten con sus asesores fiscales respecto de los efectos fiscales que pueden derivarse de la tenencia o venta de las Acciones conforme a las leyes fiscales mexicanas, extranjeras y los tratados fiscales.

Régimen fiscal aplicable a las ganancias de capital

En caso de una eventual venta de las Acciones, los posibles inversionistas deberán reconocer una ganancia de capital o pérdida, según sea el caso. La base para determinar la ganancia o pérdida para efectos fiscales se conformará por los pagos realizados por los inversionistas para adquirir las Acciones.

Las ganancias obtenidas por personas físicas residentes en México o por residentes en el extranjero en la venta de las Acciones, adquiridas a través de la Oferta en México, estarán sujetas a un impuesto sobre la renta del 10%, en la medida en que la venta se realice a través de bolsa de valores concesionada en términos de la LMV. Los residentes en el extranjero que residan en un país con quien México haya celebrado un tratado fiscal podrán estar exentos del pago de dicho impuesto, para lo cual deberán entregar al intermediario financiero un escrito bajo protesta de decir verdad, en el que señalen que son residentes para efectos fiscales en el país de que se trate y proporcionen su número de identificación o registro fiscal emitido por la autoridad competente de su país de residencia.

En adición a que la venta de las Acciones se realice a través de bolsa de valores concesionada en términos de la LMV, las ganancias de capital obtenidas por personas físicas residentes en México o residentes en el extranjero, que deriven de la venta de Acciones obtenidas a través de la Oferta en México, estarán sujetas al régimen fiscal descrito conforme al párrafo anterior en la medida que (i) la persona o grupo de personas que directa o indirectamente tengan 10% o más de las acciones representativas del capital social de la Compañía, en un periodo de 24 meses, no enajene el 10% o más

de las acciones pagadas de la Compañía, mediante una o varias operaciones simultáneas o sucesivas y/o (ii) la persona o grupo de personas que tengan el control (de conformidad con la LMV) de la Compañía, no lo enajenen mediante una o varias operaciones simultáneas o sucesivas en un periodo de 24 meses.

En caso de que la venta de las Acciones no se realice a través de bolsa de valores concesionada en términos de la LMV, la ganancia que en su caso resultase no estaría gravada a la tasa del 10% y, por lo tanto, estaría gravada a la tasa máxima general del 35%.

Las ganancias de capital obtenidas por personas morales residentes en México estarán sujetas a una tasa del 30% del impuesto sobre la renta en todos los casos.

Las personas morales podrán deducir la pérdida fiscal que derive de la venta de las Acciones, contra las ganancias de capital que obtengan en ventas subsecuentes de las Acciones o de otras acciones, llevadas a cabo dentro de los 10 años siguientes, sujeto al cumplimiento de ciertos requisitos. Por lo que respecta a las personas físicas, las pérdidas que, en su caso, obtuvieran por la venta de las Acciones, solamente se podrían disminuir de ganancias que obtuvieran en la venta de acciones colocadas a través del gran público inversionista. Los residentes en el extranjero no podrán deducir las pérdidas fiscales provenientes de la enajenación de las Acciones.

Los residentes en el extranjero podrán aplicar los beneficios previstos en los tratados fiscales, previo cumplimiento de los requisitos formales para tales efectos.

Asimismo, bajo la ley argentina, todo residente del exterior que venda o transfiera acciones de entidades extranjeras adquiridas a partir del 30 de diciembre de 2017 y obtenga una ganancia por tal transacción podría encontrarse sujeto al impuesto a las ganancias si: (i) el 30% o más del valor de mercado de las acciones de la entidad extranjera -al momento de la venta o en cualquiera de los 12 meses anteriores a la enajenación- proviniese de activos ubicados en la Argentina; y (ii) las acciones vendidas o transferidas (por el tenedor y/o por ciertas personas con las cuales el tenedor se encuentra relacionado) representasen -al momento de la venta o en cualquiera de los 12 meses anteriores a la enajenación- el 10% o más del capital de tal entidad. Generalmente, la alícuota aplicable sería el 15% (calculado sobre la ganancia neta) del valor proporcional correspondiente a los activos Argentinos de la Sociedad.

Consecuentemente, cualquier tenedor de las Acciones y/o los ADS no residente en Argentina podría estar sujeto a dicho impuesto, siempre que se reúnan las condiciones establecidas previamente (salvo que se demuestre fehacientemente que se trata de transferencias realizadas dentro de un mismo conjunto económico y se cumplan los requisitos determinados vía reglamentaria).

Régimen fiscal aplicable a la obtención de dividendos

Las personas físicas residentes en México están sujetas al pago del impuesto sobre la renta conforme a una tarifa progresiva con una tasa marginal máxima del 35% respecto de los dividendos que reciban de la Compañía. Las personas físicas residentes en México tienen derecho a acreditar contra su impuesto sobre la renta anual, el impuesto sobre la renta corporativo pagado por la Compañía, siempre que acumule a sus demás ingresos del ejercicio, además de monto del dividendo percibido, el impuesto sobre la renta corporativo en cuestión.

Adicionalmente, las personas físicas residentes en México están sujetas a un impuesto sobre la renta adicional del 10% sobre los dividendos que pague la Compañía. La obligación del impuesto sobre la renta adicional del 10%, es aplicable con independencia de que los dividendos distribuidos provengan de CUFIN y es un pago adicional al impuesto sobre la renta anual.

Los inversionistas que sean personas morales residentes en México no están obligados a acumular los dividendos que reciban de la Compañía. El dividendo recibido incrementaría su saldo de CUFIN hasta por dicho monto. Las personas morales residentes en México no son objeto del impuesto adicional del 10% sobre los dividendos distribuidos por otras personas morales residentes en México.

Los inversionistas que sean residentes en el extranjero (personas morales y personas físicas) estarán sujetos a un impuesto del 10% sobre los dividendos que distribuya la Compañía, excepto en caso de que estén en posibilidad de aplicar los beneficios previstos en el tratado para evitar la doble tributación correspondiente.

El cumplimiento de los requisitos formales para aplicar los beneficios del tratado para evitar la doble tributación correspondiente deberá analizarse caso por caso.

PLAN DE DISTRIBUCIÓN

Citibanamex Casa de Bolsa, S.A. de C.V., Casa de Bolsa, integrante del Grupo Financiero Citibanamex; Casa de Bolsa Credit Suisse (México), S.A. de C.V., Grupo Financiero Credit Suisse (México); Morgan Stanley México, Casa de Bolsa, S.A. de C.V. y Casa de Bolsa Santander, S.A. de C.V., Grupo Financiero Santander México, actuarán como intermediarios colocadores de la Oferta en México. Asimismo, Citigroup Global Markets Inc. y Credit Suisse Securities (USA) L.L.C., actuarán como coordinadores globales de la Oferta Global.

Colocación

En la fecha de determinación del precio de colocación de nuestras Acciones, la Emisora celebró un contrato de colocación con los Intermediarios Colocadores en México, para la colocación, mediante la Oferta en México, conforme a la modalidad de mejores esfuerzos, de 708,696 Acciones y de 106,304 Acciones, estas últimas resultantes del ejercicio de la Opción de Sobreasignación en México. Además, la Emisora celebró con los Intermediarios Internacionales un *underwriting agreement*, regido por la legislación del Estado de Nueva York, Estados Unidos, con respecto a la Oferta Internacional de 9,291,304 Acciones, representadas por ADS, y de hasta 1,393,696 Acciones, representadas por ADS, estas últimas resultantes, de ser el caso, del ejercicio de la Opción de Sobreasignación Internacional.

El precio de colocación por Acción materia de la Oferta Global fue de US$9.25.

Los Intermediarios Colocadores no suscribieron contratos de subcolocación con otras casas de bolsa, a fin de formar un sindicato colocador que participe en la colocación de las Acciones mediante la Oferta en México.

Porciones de colocación

La siguiente tabla muestra el número de Acciones que fueron distribuidas por los Intermediarios Colocadores en México:

Intermediarios Colocadores en México	**Acciones** (sin considerar la Opción de Sobreasigación en México)	**%**	**Acciones** (considerando la Opción de Sobreasigación en México)	**%**
Citibanamex Casa de Bolsa, S.A. de C.V., Casa de Bolsa, integrante del Grupo Financiero Citibanamex	0	0%	106,304	100%
Casa de Bolsa Credit Suisse (México), S.A. de C.V., Grupo Financiero Credit Suisse (México)	708,696	100%	0	0%
Morgan Stanley México, Casa de Bolsa, S.A. de C.V.	0	0%	0	0%
Casa de Bolsa Santander, S.A. de C.V., Grupo Financiero Santander México	0	0%	0	0%
TOTAL	**708,696**	**100%**	**106,304**	**100%**

Distribución

El plan de distribución de los Intermediarios Colocadores en México contempló distribuir las Acciones objeto de la Oferta en México entre inversionistas personas físicas o morales de nacionalidad mexicana o extranjeros residentes en México, cuando la legislación aplicable a su régimen de inversión lo permitió, que fueron clientes de las casas de bolsa o del área de banca patrimonial de las instituciones financieras que participaron en la Oferta en México (de ser el caso), conforme a prácticas de asignación utilizadas en el mercado mexicano, que son consistentes con la legislación aplicable. Además, los Intermediarios Colocadores en México tuvieron la intención de distribuir las Acciones entre inversionistas representativos del mercado institucional, constituido principalmente por instituciones de seguros, instituciones de fianzas, fondos de inversión, sociedades de inversión especializadas de fondos para el retiro, fondos de pensiones y jubilaciones de personal y de primas de antigüedad (con independencia de las formas de su constitución, incluyendo fideicomisos), y otras entidades financieras que conforme a su régimen autorizado, podían invertir en las Acciones.

Toda vez que la Oferta en México fue una oferta pública, cualquier persona que deseaba invertir en Acciones tuvo la posibilidad de participar en el proceso de colocación de las Acciones y adquirir Acciones en igualdad de condiciones y en los mismos términos que cualesquiera otros posibles inversionistas, en la medida en que su régimen de inversión no lo permitía expresamente. La fecha de cierre de libro fue el 25 de julio de 2019.

Promoción

La Oferta en México pudo ser promovida a través de reuniones denominadas "encuentros bursátiles" que pudieron realizarse en algunas de las principales ciudades de México. Los encuentros bursátiles pudieron celebrarse tanto con inversionistas institucionales, como con inversionistas personas físicas y morales, y con las áreas de promoción de las casas de bolsa y de las instituciones financieras que participan en la Oferta en México. La Oferta en México también se pudo promover a través de reuniones o conferencias telefónicas con posibles inversionistas, en forma individual.

Otras relaciones de negocios

Los Intermediarios Colocadores en México y algunas de sus afiliadas mantienen y continuarán manteniendo relaciones de negocios con la Emisora (y sus respectivas subsidiarias, asociadas y Afiliadas). Además, periódicamente les han prestado, y tienen la intención de seguirles prestando, diversos servicios, principalmente financieros, a cambio de contraprestaciones en términos de mercado (incluyendo, las que recibirán por sus servicios como intermediarios colocadores respecto de la Oferta en México). Los Intermediarios Colocadores en México consideran que no tienen conflicto de interés alguno con la Emisora, en relación con los servicios que prestan con motivo de la Oferta en México.

Excepto por lo que se describe a continuación, ni la Emisora ni los Intermediarios Colocadores en México tienen conocimiento que los principales accionistas, directivos o miembros del Consejo de Administración de la Emisora o de los Intermediarios Colocadores en México o alguna persona o grupo de personas, en lo individual o en grupo, presentaron órdenes de compra por un número de Acciones que fue mayor al 5% del monto de la Oferta en México ni tampoco si algunas Personas Relacionadas (según el término se define en la LMV) o alguno de los principales accionistas, funcionarios o miembros del Consejo de Administración de la Emisora, suscribieron parte de los valores objeto de la Oferta en México.

Hasta donde la Emisora y los Intermediarios Colocadores en México tienen conocimiento, tres Personas Relacionadas de uno de los Intermediarios Colocadores adquirieron Acciones materia de la Oferta en México que representan más del 5% de la Oferta en México.

La Emisora y los Intermediarios Colocadores en México no otorgaron preferencia alguna en la Oferta en México a ninguna de las personas mencionadas en el párrafo anterior o a partes relacionadas de los Intermediarios Colocadores en México. Dichas personas fueron consideradas como cualquier otro participante en la Oferta en México, por lo que cualquier persona tuvo la posibilidad de participar en igualdad de condiciones (incluyendo descuentos o comisiones de colocación) en la Oferta en México.

Las adquisiciones referidas anteriormente por parte de cualquier persona que pudiera ser o no una Persona Relacionada se darán a conocer, entre otros medios, en el formato para revelar el número de adquirentes en la oferta y el grado de concentración de su tenencia previsto, de conformidad con lo dispuesto por las Circular Única de Emisoras.

Posturas

Durante el periodo de promoción, los Intermediarios Colocadores en México promovieron la Oferta en México entre los inversionistas referidos en esta sección. Los Intermediarios Colocadores en México recibieron posturas de compra de Acciones por parte de sus clientes, hasta las 15:00 horas, hora de la Ciudad de México, del Día Hábil en que tuvo lugar la determinación del precio de colocación de las Acciones. La fecha de determinación del precio de colocación de las Acciones fue el día hábil anterior a la Fecha de Registro en la BMV. Un Día Hábil anterior a la fecha en que se determinó el precio de

colocación de las Acciones objeto de la Oferta en México, los Intermediarios Colocadores en México publicaron el aviso de oferta pública en el sistema de EMISNET de la BMV.

Citibanamex Casa de Bolsa, S.A. de C.V., Casa de Bolsa, integrante del Grupo Financiero Citibanamex y Casa de Bolsa Credit Suisse (México), S.A. de C.V., Grupo Financiero Credit Suisse (México) recibieron y concentraron las posturas recibidas por los Intermediarios Colocadores en México hasta la fecha de cierre de libro. La fecha de cierre de libro de las Acciones fue el día hábil anterior a la Fecha de Registro en la BMV. El número de las Acciones colocadas se dará a conocer vía electrónica, mediante el aviso de colocación que los Intermediarios Colocadores en México ingresarán al sistema de EMISNET de la BMV, el Día Hábil anterior a la fecha de registro en la BMV.

Se recomendó a los inversionistas interesados en adquirir Acciones consultar a la casa de bolsa por medio de la cual decidieron presentar sus órdenes de compra respecto de la fecha y hora límite en la cual cada casa de bolsa recibiría dichas órdenes de su clientela y cualquier otro aspecto que consideren relevante relacionado con la Oferta en México. El Día Hábil anterior a la fecha de registro en la BMV y una vez que se determinó la demanda y la asignación de las Acciones objeto de la Oferta Global, los Intermediarios Colocadores en México celebraron un contrato de colocación respecto de las Acciones objeto de la Oferta en México (incluyendo las Acciones materia de la Opción de Sobreasignación en México) con la Emisora.

Un Día Hábil anterior a la fecha de registro en la BMV, o a más tardar en la fecha de registro en la BMV, antes que tenga lugar el registro de las Acciones objeto de la Oferta en México en la BMV, es decir, la fecha en que se determinó el precio de colocación y se asignaron las Acciones, los Intermediarios Colocadores en México publicaron el aviso de colocación en el sistema EMISNET de la BMV.

El precio de colocación se determinó con base en la demanda de los inversionistas y el precio de cotización de las Acciones Serie A.

Asignación

El Día Hábil anterior a la Fecha de Registro en la BMV, los Intermediarios Colocadores en México asignaron, discrecionalmente, las Acciones materia de la Oferta en México, al precio de colocación de las Acciones, a sus clientes, al precio de colocación, a través de un proceso de formación de libro, tomando en consideración (i) el monto de demanda presentada por cada uno de los posibles participantes en la Oferta en México, (ii) los diferentes niveles de precios de las Acciones objeto de la Oferta en México ofertados por cada uno de los posibles participantes en la Oferta en México, y (iii) otras características de la demanda presentada por cada uno de los posibles participantes en la Oferta en México, incluyendo las ofertas sujetas a números máximos y/o mínimos de Acciones y precios máximos respecto de las Acciones, que los propios clientes presenten a los Intermediarios Colocadores en México.

No obstante lo anterior, los criterios de asignación pudieron, conforme a lo permitido por las disposiciones aplicables, utilizar criterios de asignación como parte de su estrategia de formación de libro para la Oferta en México, que pudieron resultar en asignaciones distintas a diferentes inversionistas, para lograr una formación adecuada del libro y la distribución más conveniente de las Acciones materia de la Oferta en México, con vistas a lograr una adecuada formación de precios. Estas asignaciones no requirieron ser a prorrata ni considerando una secuencia cronológica determinada. Sin perjuicio de lo anterior, todas las Acciones fueron colocadas al mismo precio, y en las mismas condiciones, sin distinción alguna, entre todos los participantes.

El precio de colocación de cada Acción Serie A se determinó considerando diversos factores, entre otros, (i) ofertas anteriores de compañías similares; (ii) la estructura de capital de la Emisora; (iii) las condiciones generales de los mercados de valores mexicanos y extranjeros al momento de la Oferta Global; y (iv) el precio de cotización de las Acciones Serie A.

Conforme a lo previsto por la legislación aplicable y las prácticas prudentes de mercado, los

Intermediarios Colocadores en México llevaron a cabo, y concluyeron en la fecha de determinación del precio de colocación de las Acciones, la valuación de la Emisora, usando métodos aceptados para dichas valuaciones y convenidos con, y aceptados por, la Emisora. Los inversionistas interesados en adquirir Acciones en la Oferta en México, por el solo hecho de presentar sus órdenes de compra, se consideró que aceptaron los mecanismos y métodos de valuación empleados por los Intermediarios Colocadores en México para la determinación del precio de colocación de las Acciones, así como el precio de colocación determinado para la adquisición de Acciones objeto de la Oferta en México.

Agente de sobreasignación y estabilización en México

Citibanamex Casa de Bolsa, S.A. de C.V., Casa de Bolsa, integrante del Grupo Financiero Citibanamex actuará como agente coordinador para todo lo relacionado con la Opción de Sobreasignación en México y las operaciones de estabilización que se realicen en México.

Opciones de Sobreasignación

La Emisora ha otorgado, tanto a los Intermediarios Colocadores en México como a los Intermediarios Internacionales, la Opción de Sobreasignación en México y la Opción de Sobreasignación Internacional, respectivamente, mismas que podrán ejercerse en forma independiente, pero coordinada (a través de y mediante acuerdo entre Citibanamex Casa de Bolsa, S.A. de C.V., Casa de Bolsa, integrante del Grupo Financiero Citibanamex y Citigroup Global Markets Inc.), por una sola vez, dentro de los 30 días naturales siguientes al Día Hábil en que tuvo lugar la determinación del precio de colocación de las Acciones. Las Opciones de Sobreasignación deberán ser ejercidas a un precio igual al precio de colocación. En virtud de las Opciones de Sobreasignación, Citibanamex Casa de Bolsa, S.A. de C.V., Casa de Bolsa, integrante del Grupo Financiero Citibanamex y/o Citigroup Global Markets Inc. podrán adquirir, para suscripción e indistintamente entre ellos, hasta 1,500,000 Acciones Serie A, que pueden estar representadas por ADS y que representan, en conjunto, hasta el 15% de las Acciones Serie A ofrecidas en la Oferta Global. La Opción de Sobreasignación en México y la Opción de Sobreasignación Internacional pueden ejercerse hasta por el porcentaje máximo citado del 15% de las Acciones Serie A materia de la Oferta Global, independientemente de los montos de Acciones Serie A efectivamente colocados en la Oferta en México y/o en la Oferta Internacional. La Opción de Sobreasignación en México será ejercida conforme a los términos aprobados por la CNBV y descritos en esta sección "*PLAN DE DISTRIBUCIÓN*" y en el contrato de colocación para la Oferta en México. Citigroup Global Markets Inc. actuará como agente estabilizador para todo lo relacionado con la Opción de Sobreasignación Internacional.

Citibanamex Casa de Bolsa, S.A. de C.V., Casa de Bolsa, integrante del Grupo Financiero Citibanamex, actuando por cuenta de los Intermediarios Colocadores en México, pudo haber llevado a cabo asignaciones en exceso para atender la demanda adicional de inversionistas de la Oferta en México, usando para ello Acciones materia de la Opción de Sobreasignación. En la Fecha de la Oferta, los Intermediarios Colocadores en México colocaron la totalidad de las Acciones, mismas que serán liquidadas a la Emisora (i) en la fecha de liquidación de la Oferta, respecto de las Acciones inicialmente colocadas, y (ii) respecto de las acciones materia de la Opción de Sobreasignación en México, en su caso, en cualquier fecha que ocurra 2 Días Hábiles después de la fecha de ejercicio de dicha opción, que deberá ocurrir a más tardar 30 días naturales contados a partir de la Fecha de la Oferta.

Las Acciones materia de las Opciones de Sobreasignación fueron emitidas el 18 de julio de 2019, mediante asamblea general extraordinaria de accionistas de la Emisora. Las Acciones que no sean colocadas en virtud del ejercicio de las Opciones de Sobreasignación, no serán consideradas suscritas o pagadas.

Estabilización

Con el objeto de permitir al mercado absorber gradualmente el flujo de órdenes de venta de las Acciones que pudieran producirse con posterioridad a la Oferta Global, y para prevenir o retrasar la disminución del precio de mercado de las Acciones, Citibanamex Casa de Bolsa, S.A. de C.V., Casa de Bolsa, integrante del Grupo Financiero Citibanamex, por cuenta de los Intermediarios Colocadores en

México podrá, pero no estará obligado a, llevar a cabo operaciones de estabilización a través de la BMV, mediante posturas de compra durante el periodo de 30 días naturales, conforme a la legislación aplicable. Las operaciones de estabilización que realice Citibanamex Casa de Bolsa, S.A. de C.V., Casa de Bolsa, integrante del Grupo Financiero Citibanamex se llevarán a cabo de manera coordinada con los Intermediarios Colocadores en México de acuerdo con el contrato de colocación y de conformidad con la legislación aplicable. Citibanamex Casa de Bolsa, S.A. de C.V., Casa de Bolsa, integrante del Grupo Financiero Citibanamex actuará como agente coordinador respecto de actos u omisiones relacionados con el ejercicio de la Opción de Sobreasignación en México y las operaciones de estabilización a través de la BMV. Cualquier pérdida o utilidad resultante de las actividades de estabilización correrán por cuenta y de manera proporcional a los Intermediarios Colocadores en México.

Las operaciones de estabilización que inicie Citibanamex Casa de Bolsa, S.A. de C.V., Casa de Bolsa, integrante del Grupo Financiero Citibanamex podrán ser interrumpidas en cualquier momento. Una vez que se ejerza o no la Opción de Sobreasignación en México o que se lleven a cabo o no operaciones de estabilización, Citibanamex Casa de Bolsa, S.A. de C.V., Casa de Bolsa, integrante del Grupo Financiero Citibanamex, hará del conocimiento de la CNBV y del público inversionista a través de un comunicado enviado por medio del sistema electrónico de envío y difusión que la BMV señale para tales efectos.

Condiciones

La conclusión de la Oferta Global está sujeta a diversas condiciones suspensivas y resolutorias previstas en los contratos de colocación y compraventa celebrados por la Emisora y los Intermediarios Colocadores en México y los Intermediarios Internacionales, según corresponda. Como parte de la distribución de las Acciones, sujeto a ciertas excepciones, los Intermediarios Colocadores en México ofrecerán y venderán las Acciones únicamente a inversionistas domiciliados en México, y los Intermediarios Internacionales ofrecerán y venderán las Acciones únicamente en los Estados Unidos y otros mercados distintos del mercado mexicano, sujeto en ambos casos a ciertas excepciones previstas en la legislación aplicable y en los contratos correspondientes. Para tales efectos, se considera que una oferta o venta se realiza en una jurisdicción, si la misma se hace a personas residentes en dicha jurisdicción o a cualquier persona moral o entidad cuya oficina por medio de la cual se realiza la compra, se encuentre en dicha jurisdicción.

Condiciones suspensivas

El contrato de colocación suscrito por la Emisora y los Intermediarios Colocadores en México, contempla que la eficacia de dicho contrato estará sujeta al cumplimiento de las siguientes condiciones suspensivas, entre otras:

(1) que cada uno de los Intermediarios Colocadores en México haya recibido de los asesores legales independientes de la Compañía una opinión legal, fechada el día del cierre de la Oferta en México que contenga, como mínimo, los puntos establecidos en la opinión entregada por dichos asesores legales a la CNBV, y que el contenido de dicha opinión sea satisfactorio para los Intermediarios Colocadores en México;

(2) que cada uno de los Intermediarios Colocadores en México haya recibido del secretario del consejo de administración de la Compañía una constancia de que los miembros del consejo de administración de la Compañía han recibido la información relativa al proceso de Oferta en México y de las obligaciones derivadas del listado en la Bolsa, así como del mantenimiento de la inscripción en el RNV, particularmente en materia de revelación de información relevante, y certifique el capital social íntegramente suscrito y pagado de la Compañía, el número de acciones representativas del capital social de la Compañía, la libre suscripción de las Acciones de la Oferta en México y que las Acciones, una vez pagado el precio de las mismas, se encontrarán íntegramente suscritas y pagadas;

(3) que los auditores externos de la Compañía hayan (i) entregado a la Compañía la carta de independencia y consentimiento a que se refieren los artículos 84 y 84-Bis de la Circular

Única de Emisoras, y (ii) hayan suscrito el presente prospecto conforme a los términos requeridos por la legislación mexicana;

(4) que se hayan obtenido las autorizaciones señaladas en el contrato de colocación y las mismas estén en vigor en sus términos y cualesquiera otras autorizaciones que se requieran para llevar a cabo la Oferta en México, incluyendo la autorización para llevar a cabo la Oferta en México y la actualización del registro de las Acciones en el RNV por parte de la CNBV, y el visto bueno para el depósito de las Acciones por parte de Indeval, y que las mismas estén en vigor;

(5) que cada *lock-up letter* descrito en el contrato de colocación se hubiere celebrado y se encontrare en pleno vigor y efecto; y

(6) que se haya celebrado el contrato de colocación internacional para efectos de la Oferta Internacional con los Intermediarios Internacionales, regido por la legislación del Estado de Nueva York, Estados Unidos de América, y de forma simultánea con el cumplimiento de las condiciones suspensivas previstas en el presente prospecto y en el contrato de colocación, se cumpla con las condiciones contenidas en el contrato de colocación internacional.

Condiciones resolutorias

El contrato de colocación a ser celebrado por la Emisora y los Intermediarios Colocadores en México contempla que, de cumplirse en cualquier momento antes de la fecha de liquidación de la Oferta, cualquiera de las condiciones resolutorias que se indican a continuación, los Intermediarios Colocadores en México tendrán el derecho de resolver sus obligaciones y, en consecuencia, las obligaciones de la Emisora conforme al contrato de colocación (excepto, entre otras, por las obligaciones a cargo de la Emisora de pagar gastos y de indemnizar) sin ninguna responsabilidad para cada uno de los Intermediarios Colocadores en México, como si dichas obligaciones no hubieren existido:

(1) si las declaraciones de la Compañía contenidas en la sección de declaraciones del contrato de colocación dejaren de ser válidas, precisas y correctas en todos sus aspectos relevantes, tal y como si se hubieren efectuado en dichas fechas;

(2) si (A) la Compañía o cualquiera de sus subsidiarias, a partir de la fecha de los últimos estados financieros auditados incluidos en el presente prospecto, hubieren sufrido una pérdida o afectación significativa respecto de su negocio que derive de cualquier evento, ya sea que esté o no asegurado, o de cualquier conflicto laboral o acción judicial o gubernamental, excepto si éste se hubiere revelado en el presente prospecto, o (B) a partir de la fecha del presente prospecto, hubiere tenido lugar algún cambio en el capital social o deuda de largo plazo de la Compañía o de cualquiera de sus subsidiarias, o cualquier cambio o circunstancia que afecte significativamente el curso ordinario de los negocios, administración, posición financiera y legal, capital social o resultados de operación de la Compañía o de sus subsidiarias, excepto si éstos se hubieren revelado en el presente prospecto, cuyo efecto, en cualesquiera de los casos descritos en los incisos (A) o (B) anteriores, tuviere un efecto material adverso y no permita o haga recomendable proceder con la Oferta Global en los términos y condiciones contemplados en el presente prospecto o en el contrato de colocación;

(3) que tuviere lugar cualquiera de los siguientes eventos: (A) la suspensión o limitación significativa de la intermediación de valores, en forma general, en la Bolsa o en la New York Stock Exchange, (B) la suspensión o limitación significativa en la intermediación de los valores emitidos por la Compañía en la Bolsa, (C) se declarare una suspensión generalizada en las actividades bancarias o bursátiles en Nueva York o en la Ciudad de México por una autoridad competente, o existiere una interrupción significativa en los servicios de banca comercial o liquidación de valores en México o en los Estados Unidos, (D) el inicio o incremento de hostilidades en las que participe México, o una declaración de guerra o de emergencia nacional por México, o (E) que ocurra una crisis o cambio adverso y significativo en las condiciones políticas, financieras o económicas, nacionales o internacionales, en el tipo de cambio aplicable, o en la reglamentación en materia cambiaria, en México, si los eventos a los que hacen

referencia los párrafos (D) o (E) anteriores, en la opinión de los Intermediarios Colocadores en México, no permitieren o no hicieren recomendable, proceder con la Oferta o de conformidad con los términos y condiciones descritos en el presente prospecto;

(4) si el registro de las Acciones en el RNV fuere cancelado por la CNBV o si el listado de las Acciones fuere suspendido o cancelado por la Bolsa;

(5) si los Intermediarios Colocadores en México no pudieren colocar las Acciones, como consecuencia de lo dispuesto por la legislación aplicable o por orden de una autoridad competente;

(6) si cualquier *lock-up letter* dejare de estar en pleno vigor y efecto;

(7) si la Compañía no pusiere a disposición de los Intermediarios Colocadores en México los títulos o certificados provisionales que amparen las Acciones de la Oferta Global en la fecha y forma convenidas en el contrato de colocación;

(8) si cada uno de los Intermediarios Colocadores en México no recibe de los auditores externos de la Compañía, una carta en la cual se haga constar la debida extracción y consistencia de la información financiera contenida en el presente prospecto o en el prospecto utilizado para la Oferta Internacional (comúnmente conocida como *comfort letter*).

(9) si la Compañía incumple con los términos del contrato de colocación de manera tal que se imposibilite llevar a cabo la liquidación de la Oferta en México; y

(10) en caso de que se inicie un procedimiento de concurso mercantil, quiebra, disolución o liquidación, o cualquier otro evento similar respecto de la Compañía o respecto cualquiera de sus subsidiarias, o si la Compañía o cualquiera de sus subsidiarias presenta una solicitud de concurso mercantil o quiebra de la Compañía o cualquiera de sus subsidiarias.

Los Intermediarios Colocadores en México podrán renunciar a cualquiera de las condiciones convenidas anteriormente, sin que se pierda su derecho respecto de las mismas en adelante. El hecho de que los Intermediarios Colocadores en México renuncien alguna condición, no significa que han renunciado a alguna otra. Los Intermediarios Colocadores en México se reservan el derecho de dar por terminada la Oferta en México si se presenta cualquiera de las condiciones antes mencionadas, en cuyo caso, los Intermediarios Colocadores en México darán un aviso en este sentido, o bien respecto a la renuncia de dichas condiciones. En caso de terminación de la Oferta en México, las personas que participen en la misma no tendrán derecho alguno de reclamación en contra de los Intermediarios Colocadores en México, con motivo de dicha terminación. En caso de terminación de la Oferta en México porque se actualice cualquiera de las condiciones a las que se encuentra sujeta, se darán por terminadas también, en forma automática y sin necesidad de aviso alguno, las solicitudes y órdenes de compra de todos los participantes en la misma.

Restricciones de transmisión

Nosotros y las personas correspondientes en términos del mismo, nos hemos obligado a, de conformidad con el acuerdo de restricción de transmisión correspondiente, en los términos del mismo, abstenernos de ofrecer, vender, obligarnos a vender o de cualquier otra forma enajenar o disponer, directa o indirectamente, Acciones o cualquier valor de la Compañía a que sea similar a las Acciones durante el periodo de 180 días ahí señalado, contados a partir del 25 de julio de 2019.

GASTOS RELACIONADOS CON LA OFERTA

La Compañía estima que el importe total de los gastos en que incurrirá con motivo de la Oferta Global ascenderá a aproximadamente Ps.141,596,998.21 (sin las Opciones de Sobreasignación) y Ps.150,962,055.17 (considerando las Opciones de Sobreasignación). Dichos gastos se cubrirán con los recursos que se obtengan con motivo de la Oferta Global, y consisten principalmente en lo siguiente:

Concepto	***Monto Ps.***	***IVA***	***TOTAL***
Comisiones por intermediación y colocación (sin considerar el ejercicio de las Opciones de Sobreasignación)	**$ 61,803,000.00**	**$ 630,713.05**	**$ 62,433,713.05**
Intermediarios Colocadores en México	$ 3,941,956.57	$ 630,713.05	$ 4,572,669.62
Citibanamex Casa de Bolsa, S.A. de C.V., Casa de Bolsa, integrante del Grupo Financiero Citibanamex	$ 1,661,281.42	$ 265,805.03	$ 1,927,086.45
Casa de Bolsa Credit Suisse (México), S.A. de C.V., Grupo Financiero Credit Suisse (México)	$ 1,404 ,684.80	$ 224,749.57	$ 1,629,434.37
Morgan Stanley México, Casa de Bolsa, S.A. de C.V.	$ 437,995.17	$ 70,079.23	$ 508,074.40
Casa de Bolsa Santander, S.A. de C.V., Grupo Financiero Santander México	$ 437,995.17	$ 70,079.23	$ 508,074.40
Intermediarios Colocadores Internacionales	**$ 57,861,043.43**	-	**$ 57,861,043.43**
Citigroup Global Markets Inc.	$ 22,107,873.58	-	$ 22,107,873.58
Credit Suisse Securities (USA) LLC.	$ 18,088,260.20	-	$ 18,088,260.20
Morgan Stanley & Co. LLC	$ 5,742,304.83	-	$ 5,742,304.83
Itaú BBA USA Securities, Inc.	$ 6,180,300.00	-	$ 6,180,300.00
Santander Investment Securities Inc.	$ 5,742,304.83	-	$ 5,742,304.83
Comisiones por intermediación y colocación (considerando el ejercicio completo de las Opciones de Sobreasignación)	**$ 71,073,450.00**	**$ 725,320.01**	**$ 71,798,770.01**
Intermediarios Colocadores en México	$ 4,533,250.05	$ 725,320.01	$ 5,258,570.06
Citibanamex Casa de Bolsa, S.A. de C.V., Casa de Bolsa, integrante del Grupo Financiero Citibanamex	$ 1,939,223.63	$ 310,275.78	$ 2,249,499.41
Casa de Bolsa Credit Suisse (México), S.A. de C.V., Grupo Financiero Credit Suisse (México)	$ 1,586,637.52	$ 253,862.00	$ 1,840,499.52
Morgan Stanley México, Casa de Bolsa, S.A. de C.V.	$ 503,694.45	$ 80,591.11	$ 584,285.56
Casa de Bolsa Santander, S.A. de C.V., Grupo Financiero Santander México	$ 503,694.45	$ 80,591.11	$ 584,285.56
Intermediarios Colocadores Internacionales	**$ 66,540,199.95**	-	**$ 66,540,199.95**
Citigroup Global Markets Inc.	$ 25,424,054.62	-	$ 25,424,054.62
Credit Suisse Securities (USA) LLC.	$ 20,801,499.23	-	$ 20,801,499.23
Morgan Stanley & Co. LLC	$ 6,603,650.55	-	$ 6,603,650.55
Itaú BBA USA Securities, Inc.	$ 7,107,345.00	-	$ 7,107,345.00
Santander Investment Securities Inc.	$ 6,603,650.55	-	$ 6,603,650.55
		-	
Derechos de estudio y trámite de la CNBV	$ 23,337.50	-	$ 23,337.50
Derechos de inscripción en el RNV	$ 3,714,300.60	-	$ 3,714,300.60
Derechos de inscripción en la BMV	-	-	-
Cuota de registro en los Estados Unidos de América (NYSE, SEC; FINRA)	$ 1,055,949.25	-	$ 1,055,949.25
Total de honorarios y gastos de los asesores legales	**$ 52,114,062.00**	**$ 1,466,065.92**	**$ 53,580,127.92**
Honorarios y gastos de Creel, García-Cuellar, Aiza y Enríquez, los asesores legales de la Compañía	$ 5,726,820.00	$ 916,291.20	$ 6,643,111.20
Honorarios y gastos de Galicia Abogados, S.C., los asesores legales de los Intermediarios Colocadores	$ 3,436,092.00	$ 549,774.72	$ 3,985,866.72
Honorarios y gastos de Cleary Gottlieb Steen & Hamilton LLP, los asesores legales de la Compañía en el extranjero	$ 25,198,008.00	-	$ 25,198,008.00
Honorarios y gastos de Shearman & Sterling LLP, los asesores legales de los Intermediarios Colocadores en el ext.	$ 16,225,990.00	-	$ 16,225,990.00
Honorarios y gastos de Bruchou, Fernández, Madero & Lombardi, los asesores legales de la Compañía en el extranjero	$ 572,682.00	-	$ 572,682.00
Honorarios y gastos de Beccar Varela, los asesores legales de los Intermediarios Colocadores en el extranjero	$ 954,470.00	-	$ 954,470.00
Honorarios y gastos de Mancera, S.C. como auditores externos	$ 8,246,620.80	$ 1,319,459.33	$ 9,566,080.13
Honorarios y gastos de Price Waterhouse & Co. S.R.L. como auditores externos	$ 4,772,350.00		$ 4,772,350.00
Gastos de promoción	$ 6,451,139.75	-	$ 6,451,139.75

Total (sin considerar el ejercicio de las Opciones de Sobreasignación)	**$ 138,180,759.91**	**$ 3,416,238.30**	**$141,596,998.21**
Total (considerando el ejercicio completo de las Opciones de Sobreasignación)	**$ 147,451,209.91**	**$ 3,510,845.26**	**$150,962,055.17**

EXPERTOS

Los estados financieros consolidados de Vista Oil & Gas, S.A.B. de C.V. y sus subsidiarias al 31 de diciembre de 2018 y por el periodo comprendido entre el 4 de abril de 2018 y el 31 de diciembre de 2018, así como los estados consolidados de resultados de utilidades o pérdidas y otras utilidades integrales, los cambios en la estructura del capital social y en los flujos de efectivo de Petrolera Entre Lomas S.A. por el periodo comprendido entre el 1 de enero de 2018 y el 3 de abril de 2018, que se incluyen en este prospecto, han sido auditados por Mancera, S.C., una firma de contadores públicos independientes y registrados, según se establece en su informe que aparece en otra parte de este documento, y se incluyen con base en dicho informe, el cual se basa en la autoridad de dicha firma, como expertos en auditoría y contabilidad.

Los estados financieros de Vista Oil & Gas Argentina S.A. (actualmente Vista Oil & Gas Argentina S.A.U. y anteriormente conocida como Petrolera Entre Lomas S.A. o PELSA) al 31 de diciembre de 2017 y al 1 de enero de 2017 y por el año terminado el 31 de diciembre de 2017 incluidos en este prospecto han sido incluidos de esta forma con base en el informe de Price Waterhouse & Co. S.R.L., una firma independiente de contadores públicos registrados, autorizada por dicha firma como expertos en auditoría y contabilidad.

Los estados financieros de APCO Oil & Gas International, Inc. (Sucursal Argentina) al 3 de abril de 2018 y por el periodo comprendido entre el 1 de enero de 2018 y el 3 de abril de 2018 que aparece en este prospecto ha sido auditada por Pistrelli, Henry Martin y Asociados S.R.L., auditores independientes, según lo establecido en su informe al respecto (el cual incluye una opinión con salvedades debido a la omisión de la presentación de la información financiera comparativa exigida por las NIIF) que aparece en el presente documento y se incluyen con base en dicho informe, el cual se basa en la autorización de dicha firma, en su calidad de expertos en materia de contabilidad y auditoría.

Los estados financieros de APCO Oil and Gas International, Inc. (Sucursal Argentina) al 31 de diciembre de 2017 y al 1 de enero de 2017 y por el año terminado el 31 de diciembre de 2017 incluido en este prospecto, han sido incluidos con base en el informe (que contiene una salvedad relacionada con la omisión de información financiera comparativa) de Price Waterhouse & Co. S.R.L., una firma independiente de contadores públicos registrados, autorizada por dicha firma como expertos en auditoría y contabilidad.

Los estados combinados abreviados de Ingresos y Gastos Directos de Explotación de las concesiones petroleras Jagüel de los Machos y 25 de Mayo-Medanito SE por el periodo comprendido entre el 1 de enero de 2018 y el 3 de abril de 2018 que aparecen en este prospecto han sido auditados por Pistrelli, Henry Martin y Asociados S.R.L. Los auditores independientes, según se establece en su informe (que contiene un énfasis en un párrafo del asunto que explica que estos estados financieros fueron preparados con el propósito de cumplir con las normas y reglamentos de la SEC no tienen la intención de ser una presentación completa de dichos bienes en los estados financieros) que aparecen en el presente documento y se incluyen en la confianza en dicho informe dado en la autoridad de dicha empresa como expertos en contabilidad y auditoría.

Los estados combinados abreviados de Ingresos y Costos Operativos Directos de las concesiones de explotación petrolera Jagüel de los Machos y 25 de Mayo-Medanito SE por el año terminado el 31 de diciembre de 2017 que se incluyen en este prospecto han sido incluidos con base en el informe (el cual contiene un párrafo de énfasis explicando que estos estados financieros de propósito especial no pretenden ser una presentación completa de la posición financiera, resultados de operaciones o flujos de efectivo de dichas propiedades) de Price Waterhouse & Co. S.R.L., una firma independiente de contadores públicos registrados, autorizada por dicha firma como expertos en auditoría y contabilidad.

La información incluida en este prospecto respecto a las cantidades estimadas de Reservas Probadas se deriva de las Reservas Probadas al 31 de diciembre de 2018. Las Reservas Probadas

reportadas al 13 de febrero de 2019, el Reporte de Reservas 2018, preparado por GCA, ingenieros de reservas independientes, incluida como anexo a la declaración de registro de la cual forma parte este prospecto. El Reporte de Reservas 2018, fue preparado por GCA para nosotros, con base en información proporcionada por los anteriores propietarios de los bloques adquiridos por nosotros y presenta una valuación al 31 de diciembre de 2018 de las reservas de petróleo y gas ubicadas en Entre Lomas, Bajada del Palo, Agua Amarga, Águila Mora, Coirón Amargo Norte, Coirón Amargo Sur Oeste, Acambuco, Sur Río Deseado Este, Jagüel de los Machos, 25 de Mayo-Medanito en Argentina, todos los cuales fueron adquiridos por nosotros de conformidad con la Combinación Inicial de Negocios.

OTROS VALORES

Con fecha 4 de agosto de 2017, la CNBV otorgó la autorización relativa a la oferta pública primaria inicial conjunta de suscripción y pago en México de hasta 65,000,000 Acciones Serie A, sin expresión de valor nominal, representativas de la parte variable del capital social de Vista y hasta 65,000,000 Títulos Opcionales. El 10 de agosto de 2017 la Compañía realizó la colocación de Acciones Serie A y Títulos Opcionales mediante una oferta global por un monto total de Ps. 11,688,950,000.00, de los cuales Ps. 5,844,475,000.00 corresponden a la oferta de dichos valores en México y Ps. 5,844,475,000.00 de la oferta internacional de dichos valores.

Las Acciones y los Títulos Opcionales que se describen se encuentran inscritos con el No. 3573-1.00-2018-004 y 3573-1.20-2018-003, respectivamente, en el RNV y están listados en la BMV.

Para obtener mayor información relativa a la estructura actual del capital social de la emisora, véase la sección "*NUESTRO NEGOCIO*" de este prospecto.

Derivado de lo anterior, la Compañía está sujeta a las obligaciones de divulgación y de presentar reportes periódicos ante la CNBV y la BMV de conformidad con lo establecido en la Circular Única de Emisoras y en el Reglamento Interno de la BMV. Asimismo, la Compañía está obligada a presentar reportes de carácter público ante la SEC, de conformidad con las disposiciones aplicables de (i) la Regla 144A y (ii) la Regulación S (*Regulation S*), ambas de la Ley de Valores de 1933 de los Estados Unidos.

DOCUMENTOS DE CARÁCTER PÚBLICO

Los documentos y la información que hemos presentado ante la CNBV para obtener la inscripción de nuestras Acciones Serie A en el RNV y su listado en la BMV, pueden consultarse en las páginas de Internet: www.gob.mx/cnbv y www.bmv.com.mx.

La Emisora tendrá a disposición de los Accionistas Serie A y de los Tenedores de los Títulos Opcionales información relevante, incluyendo lo relativo a su constitución, su administración y su situación al momento de la consulta.

Asimismo, los Accionistas Serie A y los Tenedores de los Títulos Opcionales podrán obtener copia del presente prospecto, solicitándola por escrito a la atención de Alejandro Cherñacov, quien es la persona encargada de relaciones con inversionistas por parte de la Emisora, con domicilio ubicado Calle Volcán 150, piso 5, Colonia Lomas de Chapultepec, Miguel Hidalgo, Ciudad de México, número telefónico +52 (55) 9177-2038 y correo electrónico ir@vistaoilandgas.com.

La página de internet de la Emisora es www.vistaoilandgas.com. Salvo que se indicare lo contrario, el contenido de dicha página de internet no deberá considerarse como incorporado por referencia al presente prospecto ni a cualquier otro documento utilizado por la Emisora en el contexto de una oferta pública o privada de valores.

TIPO DE CAMBIO

El 31 de diciembre de 1994 el Banco de México adoptó un régimen cambiario en virtud del cual el valor del Peso fluctúa libremente frente al Dólar y otras divisas. En términos generales, el Banco de México únicamente interviene en el mercado cambiario para reducir la volatilidad excesiva a corto plazo. El Banco de México celebra operaciones en el mercado abierto constantemente a fin de ajustar el tamaño de la base monetaria y los niveles de tasas de interés. Los cambios en la base monetaria en México afectan el tipo de cambio. El Banco de México puede incrementar o reducir las reservas monetarias que las instituciones financieras están obligadas a mantener. Cuando los requisitos de mantenimiento de reserva aumentan, las instituciones financieras deben asignar recursos adicionales a sus reservas, lo que a su vez reduce el monto de los recursos que tienen disponibles para celebrar operaciones. Esto provoca una disminución en la cantidad de fondos disponible en el mercado, y el consiguiente aumento en los costos de financiamiento, es decir, las tasas de interés. Cuando los requisitos de mantenimiento de reservas disminuyen, ocurre el fenómeno contrario.

No es posible garantizar que el Banco de México mantendrá sus políticas actuales con respecto al Peso, o que el Peso no se depreciará o apreciará sustancialmente en el futuro. Además, no podemos garantizar que en el supuesto de que ocurra una escasez de divisas, las empresas pertenecientes al sector privado podrán obtener suficientes divisas para cumplir con las obligaciones relacionadas con el servicio de su deuda, o que podamos adquirir las cantidades de moneda extranjera que requiere, sin incurrir en costos adicionales significativos. Las fluctuaciones en el tipo de cambio del Peso frente al Dólar afectan el valor en Dólares de los valores que se cotizan en la BMV, incluyendo nuestras Acciones Serie A.

Algunas cifras en Pesos incluidas en este prospecto están acompañadas de su conversión a Dólares y viceversa, al tipo de cambio indicado, exclusivamente para fines de conveniencia del lector. Dichas conversiones no deben interpretarse como garantías en el sentido de que las cantidades denominadas en Pesos efectivamente representan las correspondientes cantidades en Dólares; de que las cantidades denominadas en Dólares efectivamente representan las correspondientes cantidades en Pesos, según el caso; o de que cualquiera de ambas monedas podría convertirse a la otra al tipo de cambio indicado o a cualquier otro tipo de cambio.

La siguiente tabla muestra los tipos de cambio del Peso frente al Dólar (Ps./US), expresados en términos de Pesos por Dólar, publicados por el Banco de México en el Diario Oficial de la Federación respecto de los periodos indicados. Si bien la Oferta Internacional se denomina en Dólares, el precio de nuestros valores cotizará en Pesos en la BMV y los inversionistas bajo la Oferta en México podrán optar por elegir entre adquirir nuestras Acciones Serie A en Pesos. El tipo de cambio para determinar el equivalente en Pesos fue de Ps.19.0894 por US$1.00.

	Tipo de cambio Pesos a Dólares			
	Bajo	Alto	Promedio[(1)]	Cierre del ejercicio
Años terminados el 31 de diciembre de:				
2015	14.56	17.38	15.87	17.34
2016	17.18	21.05	18.68	20.66
2017	17.49	21.91	18.91	19.74
2018	17.98	20.72	19.24	19.66
Meses terminados el:				
Marzo 2019	18.87	19.52	19.24	19.38
Abril 2019	18.77	19.38	19.00	19.01
Mayo 2019	18.98	19.26	19.09	19.07
Junio 2019	18.98	19.76	19.30	19.17

Fuente: Banco de México, en el Diario Oficial de la Federación
El tipo de cambio promedio es el promedio diario del tipo de cambio correspondiente a cada uno de los días comprendidos en el periodo respectivo. Todas las cifras están expresadas en Pesos.

ACONTECIMIENTOS RECIENTES

A la fecha de este prospecto, no existe información relevante que no se encuentre revelada en el prospecto o los documentos que se hayan incorporado por referencia.

PERSONAS CON PARTICIPACIÓN RELEVANTE EN LA OFERTA

A continuación, se muestra una lista de las personas con una participación relevante en la Oferta en México:

VISTA OIL & GAS	**Como Emisora** Vista Oil & Gas, S.A.B. de C.V.
citibanamex Casa de Bolsa	**Como Intermediario Colocador Líder en México** Citibanamex Casa de Bolsa, S.A. de C.V., Casa de Bolsa, integrante del Grupo Financiero Citibanamex.
CREDIT SUISSE	**Como Intermediario Colocador Líder en México** Casa de Bolsa Credit Suisse (México), S.A. de C.V., Grupo Financiero Credit Suisse (México)
Morgan Stanley	**Como Intermediario Colocador en México** Morgan Stanley México, Casa de Bolsa, S.A. de C.V.
Santander	**Como Intermediario Colocador en México** Casa de Bolsa Santander, S.A. de C.V., Grupo Financiero Santander México
CREEL GARCÍA-CUÉLLAR AIZA Y ENRÍQUEZ	**Como Asesor Legal y Fiscal Externo de la Emisora** Creel, García–Cuéllar, Aiza y Enríquez, S.C.
GALICIA ABOGADOS	**Como Asesor Legal de los Intermediarios Colocadores en México** Galicia Abogados, S.C.
EY	**Como Auditores Externos** Mancera, S.C., miembro de Ernst & Young Global Limited Pistrelli, Henry Martin y Asociados S.R.L., miembro de Ernst & Young Global Limited
pwc	Price Waterhouse & Co. S.R.L

Ninguno de los expertos o asesores que participan en la Oferta en México son propietarios de Acciones Serie A o Títulos Opcionales Serie A de la Compañía y no tienen interés económico directo o indirecto alguno en la Emisora.

Alejandro Cherñacov es la persona encargada de relaciones con inversionistas, con domicilio en Calle Volcán 150, piso 5, Colonia Lomas de Chapultepec, Miguel Hidalgo, Ciudad de México. El número de teléfono de las oficinas es (55) 4163-920 y correo electrónico ir@vistaoilandgas.com.

Los suscritos, como delegados especiales del consejo de administración, manifestamos bajo protesta de decir verdad, que el presente prospecto fue revisado por el consejo de administración con base en la información que le fue presentada por directivos de la Emisora, y a su leal saber y entender refleja razonablemente la situación de la misma, estando de acuerdo con su contenido. Asimismo, manifestamos que el consejo no tiene conocimiento de información relevante que haya sido omitida o falseada en este prospecto o que el mismo contenga información que pudiera inducir a error a los inversionistas.

Finalmente, los suscritos ratificamos la opinión rendida a la asamblea general de accionistas relativa al informe que el director general en términos de la Ley del Mercado de Valores presentó a dicha asamblea, la cual se incluye en el prospecto y manifestamos que es la misma que se rindió ante la asamblea general de accionistas, de conformidad con dicho precepto legal.

Vista Oil & Gas, S.A.B. de C.V.

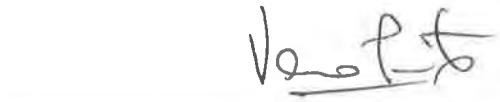
Kenneth Ryan
Miembro del Consejo de Administración

Miguel Galuccio
Presidente del Consejo de Administración

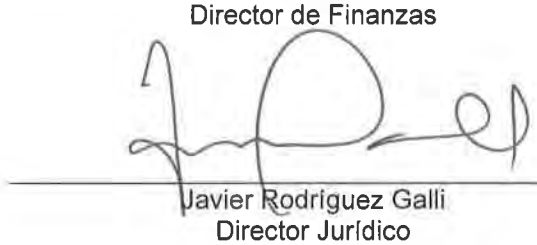
Los suscritos manifestamos bajo protesta de decir verdad que, en el ámbito de nuestras respectivas funciones, preparamos la información relativa a la Emisora contenida en el presente prospecto, la cual, a nuestro leal saber y entender, refleja razonablemente su situación. Asimismo, manifestamos que no tenemos conocimiento de información relevante que haya sido omitida o falseada en este prospecto o que el mismo contenga información que pudiera inducir a error a los inversionistas.

Vista Oil & Gas, S.A.B. de C.V.

Miguel Galuccio
Director General



Pablo Vera Pinto
Director de Finanzas



Javier Rodríguez Galli
Director Jurídico

"El suscrito manifiesta bajo protesta de decir verdad, que su representada en su carácter de intermediario colocador, ha realizado la investigación, revisión y análisis del negocio de la Emisora, así como participado en la definición de los términos de la oferta pública y que a su leal saber y entender, dicha investigación fue realizada con amplitud y profundidad suficientes para lograr un entendimiento adecuado del negocio. Asimismo, su representada no tiene conocimiento de información relevante que haya sido omitida o falseada en este prospecto o que el mismo contenga información que pudiera inducir a error a los inversionistas.

Igualmente, su representada está de acuerdo en concentrar sus esfuerzos en alcanzar la mejor distribución de las acciones materia de la oferta pública, con vistas a lograr una adecuada formación de precios en el mercado y que ha informado a la Emisora el sentido y alcance de las responsabilidades que deberá asumir frente al gran público inversionista, las autoridades competentes y demás participantes del mercado de valores, como una sociedad con valores inscritos en el Registro Nacional de Valores y en la Bolsa Mexicana de Valores, S.A.B. de C.V.

Mi representada ha participado con la Emisora, en la definición del rango de precio de las acciones materia de la oferta pública, tomando en cuenta las características de la sociedad, así como los indicadores comparativos con empresas del mismo ramo o similares, tanto en México como en el extranjero y atendiendo a los diversos factores que se han juzgado convenientes para su determinación, en la inteligencia de que el precio de colocación definitivo podrá variar del rango establecido, según los niveles de oferta y demanda de las acciones y las condiciones imperantes en el (los) mercado(s) de valores en la fecha de colocación."

Citibanamex Casa de Bolsa, S.A. de C.V., Casa de Bolsa,
integrante del Grupo Financiero Citibanamex

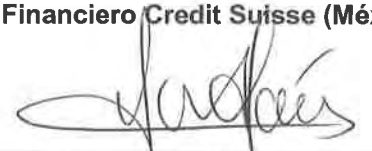
Ignacio Gómez-Daza Alarcón
Apoderado

El suscrito manifiesta bajo protesta de decir verdad, que su representada en su carácter de intermediario colocador, ha realizado la investigación, revisión y análisis del negocio de la Emisora, así como participado en la definición de los términos de la oferta pública y que a su leal saber y entender, dicha investigación fue realizada con amplitud y profundidad suficientes para lograr un entendimiento adecuado del negocio. Asimismo, su representada no tiene conocimiento de información relevante que haya sido omitida o falseada en este prospecto o que el mismo contenga información que pudiera inducir a error a los inversionistas.

Igualmente, su representada está de acuerdo en concentrar sus esfuerzos en alcanzar la mejor distribución de las acciones materia de la oferta pública, con vistas a lograr una adecuada formación de precios en el mercado y que ha informado a la Emisora el sentido y alcance de las responsabilidades que deberá asumir frente al gran público inversionista, las autoridades competentes y demás participantes del mercado de valores, como una sociedad con valores inscritos en el Registro Nacional de Valores y en la Bolsa Mexicana de Valores, S.A.B. de C.V.

Mi representada ha participado con la Emisora, en la definición del rango de precio de las acciones materia de la oferta pública, tomando en cuenta las características de la sociedad, así como los indicadores comparativos con empresas del mismo ramo o similares, tanto en México como en el extranjero y atendiendo a los diversos factores que se han juzgado convenientes para su determinación, en la inteligencia de que el precio de colocación definitivo podrá variar del rango establecido, según los niveles de oferta y demanda de las acciones y las condiciones imperantes en el (los) mercado(s) de valores en la fecha de colocación.

Casa de Bolsa Credit Suisse (México), S.A. de C.V., Grupo Financiero Credit Suisse (México)



Luis Macías Gutiérrez Moyano
Apoderado

El suscrito manifiesta bajo protesta de decir verdad, que su representada en su carácter de intermediario colocador, ha realizado la investigación, revisión y análisis del negocio de la Emisora, así como participado en la definición de los términos de la oferta pública y que a su leal saber y entender, dicha investigación fue realizada con amplitud y profundidad suficientes para lograr un entendimiento adecuado del negocio. Asimismo, su representada no tiene conocimiento de información relevante que haya sido omitida o falseada en este prospecto o que el mismo contenga información que pudiera inducir a error a los inversionistas.

Igualmente, su representada está de acuerdo en concentrar sus esfuerzos en alcanzar la mejor distribución de las acciones materia de la oferta pública, con vistas a lograr una adecuada formación de precios en el mercado y que ha informado a la Emisora el sentido y alcance de las responsabilidades que deberá asumir frente al gran público inversionista, las autoridades competentes y demás participantes del mercado de valores, como una sociedad con valores inscritos en el Registro Nacional de Valores y en la Bolsa Mexicana de Valores, S.A.B. de C.V.

Mi representada ha participado con la Emisora, en la definición del rango de precio de las acciones materia de la oferta pública, tomando en cuenta las características de la sociedad, así como los indicadores comparativos con empresas del mismo ramo o similares, tanto en México como en el extranjero y atendiendo a los diversos factores que se han juzgado convenientes para su determinación, en la inteligencia de que el precio de colocación definitivo podrá variar del rango establecido, según los niveles de oferta y demanda de las acciones y las condiciones imperantes en el (los) mercado(s) de valores en la fecha de colocación.

Morgan Stanley México, Casa de Bolsa, S.A. de C.V.

Edgar Trueba Paz y Puente
Apoderado

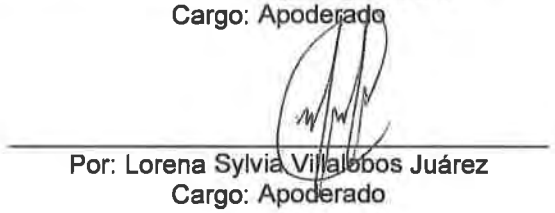
Los suscritos manifiestan bajo protesta de decir verdad, que su representada en su carácter de intermediario colocador, ha realizado la investigación, revisión y análisis del negocio de la Emisora, así como participado en la definición de los términos de la oferta pública y que a su leal saber y entender, dicha investigación fue realizada con amplitud y profundidad suficientes para lograr un entendimiento adecuado del negocio. Asimismo, su representada no tiene conocimiento de información relevante que haya sido omitida o falseada en este prospecto o que el mismo contenga información que pudiera inducir a error a los inversionistas.

Igualmente, su representada está de acuerdo en concentrar sus esfuerzos en alcanzar la mejor distribución de las acciones materia de la oferta pública, con vistas a lograr una adecuada formación de precios en el mercado y que ha informado a la Emisora el sentido y alcance de las responsabilidades que deberá asumir frente al gran público inversionista, las autoridades competentes y demás participantes del mercado de valores, como una sociedad con valores inscritos en el Registro Nacional de Valores y en la Bolsa Mexicana de Valores, S.A.B. de C.V.

Nuestra representada ha participado con la Emisora, en la definición del rango de precio de las acciones materia de la oferta pública, tomando en cuenta las características de la sociedad, así como los indicadores comparativos con empresas del mismo ramo o similares, tanto en México como en el extranjero y atendiendo a los diversos factores que se han juzgado convenientes para su determinación, en la inteligencia de que el precio de colocación definitivo podrá variar del rango establecido, según los niveles de oferta y demanda de las acciones y las condiciones imperantes en el (los) mercado(s) de valores en la fecha de colocación.

Casa de Bolsa Santander, S.A. de C.V., Grupo Financiero Santander México

Por: José de Aguinaga Girault
Cargo: Apoderado



Por: Lorena Sylvia Villalobos Juárez
Cargo: Apoderado

Declaración del Auditor externo

El suscrito, en mi carácter de Socio y apoderado legal de Mancera, S.C ., manifiesto bajo protesta de decir verdad, que los estados financieros de Vista Oil & Gas, S.A.B. de C.V., que contiene el presente prospecto por el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2018, fueron dictaminados con fecha 5 de abril de 2019, de conformidad con las Normas Internacionales de Auditoría.

Asimismo, el suscrito manifiesta que ha leído el presente prospecto y basado en su lectura y dentro del alcance del trabajo de auditoría realizado, no tiene conocimiento de errores relevantes o inconsistencias en la información que se incluye y cuya fuente provenga de los estados financieros dictaminados señalados en el párrafo anterior, ni de información que haya sido omitida o falseada en este prospecto o que el mismo contenga información que pudiera inducir a error a los inversionistas.

No obstante, el suscrito no fue contratado, y no realizó procedimientos adicionales con el objeto de expresar su opinión respecto de la otra información contenida en el prospecto que no provenga de los estados financieros por él dictaminados.

Atentamente,
Mancera, S.C.
Integrante de
Ernst & Young Global Limited

_____
C.P.C. Juan Carlos Castellanos López
Socio y Representante Legal

Declaración del Auditor externo

El suscrito, en mi carácter de Socio y apoderado legal de Mancera, S.C ., manifiesto bajo protesta de decir verdad, que los estados financieros predecesor-sucesor de Vista Oil & Gas, S.A.B. de C.V., que contiene el presente prospecto por el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2018, fueron dictaminados con fecha 5 de abril de 2019, de conformidad con las Normas Internacionales de Auditoría.

Asimismo, el suscrito manifiesta que ha leído el presente prospecto y basado en su lectura y dentro del alcance del trabajo de auditoría realizado, no tiene conocimiento de errores relevantes o inconsistencias en la información que se incluye y cuya fuente provenga de los estados financieros dictaminados señalados en el párrafo anterior, ni de información que haya sido omitida o falseada en este prospecto o que el mismo contenga información que pudiera inducir a error a los inversionistas.

No obstante, el suscrito no fue contratado, y no realizó procedimientos adicionales con el objeto de expresar su opinión respecto de la otra información contenida en el prospecto que no provenga de los estados financieros por él dictaminados.

Atentamente,
Mancera, S.C.
Integrante de
Ernst & Young Global Limited

C.P.C. Juan Carlos Castellanos López
Socio y Representante Legal

Declaración del Auditor Externo

El suscrito manifiesta, bajo protesta de decir verdad, que los estados financieros de Apco Oil & Gas International Inc. Sucursal Argentina, y el estado combinado abreviado de ingresos y costos operativos directos de Jagüel de los Machos y 25 de Mayo – Medanito SE ("los estados financieros") por el período iniciado el 1 de enero y finalizado el 3 de abril de 2018 que contiene el presente prospecto fueron dictaminados con fechas 23 de enero de 2019 y 5 de abril de 2019, de conformidad con las Normas Internacionales de Auditoría.

Asimismo, el suscrito manifiesta que ha leído el presente prospecto y basado en su lectura y dentro del alcance del trabajo de auditoría realizado, no tiene conocimiento de errores relevantes o inconsistencias en la información que se incluye y cuya fuente provenga de los estados financieros dictaminados señalados en el párrafo anterior, ni de información que haya sido omitida o falseada en el presente prospecto o que el mismo contenga información que pudiera inducir a error a los inversionistas.

No obstante, el suscrito no fue contratado, y no realizó procedimientos adicionales con el objeto de expresar su opinión respecto de la otra información contenida en el prospecto que no provenga de los estados financieros por él dictaminados.

Atentamente,

PISTRELLI, HERNY MARTIN Y ASOCIADOS S.R.L.
Miembro de Ernst & Young Global

GUSTAVO A. KURGANSKY
Socio

Declaración del Auditor Externo

El suscrito manifiesta bajo protesta de decir verdad, que los estados financieros adjuntos de Vista Oil & Gas Argentina S.A. (actualmente Vista Oil & Gas Argentina S.A.U. y anteriormente conocida como Petrolera Entre Lomas S.A. o PELSA) al 31 de diciembre de 2017 y al 1 de enero de 2017 y por el año terminado el 31 de diciembre de 2017 y los estados combinados abreviados de ingresos y costos operativos directos de Jagüel de los Machos y 25 de Mayo-Medanito SE (las "Propiedades adquiridas") por el año terminado el 31 de diciembre de 2017, que contiene el presente prospecto, fueron dictaminados con fechas 5 de abril de 2019 y 23 de enero de 2019, respectivamente, de conformidad con las Normas Internacionales de Auditoría.

Asimismo, manifiesta que ha leído el presente prospecto y basado en su lectura y dentro del alcance del trabajo de auditoría realizado, no tiene conocimiento de errores relevantes o inconsistencias en la información que se incluye y cuya fuente provenga de los estados financieros dictaminados señalados en el párrafo anterior, ni de información que haya sido omitida o falseada en este prospecto, o que el mismo contenga información que pudiera inducir a error a los inversionistas.

No obstante, el suscrito no fue contratado, y no realizó procedimientos adicionales con el objeto de expresar su opinión respecto de la otra información contenida en el prospecto que no provenga de los estados financieros por él dictaminados.

Atentamente,

Price Waterhouse & Co. S.R.L

Reinaldo Sergio Cravero
Socio y Representante Legal

Declaración del Auditor Externo

El suscrito manifiesta bajo protesta de decir verdad, que los estados financieros adjuntos de APCO Oil & Gas International, Inc. (Sucursal Argentina) al 31 de diciembre de 2017 y al 1 de enero de 2017 y por el año terminado el 31 de diciembre de 2017, que contiene el presente prospecto, fueron dictaminados con fecha 23 de enero de 2019, de conformidad con las Normas Internacionales de Auditoría.

Asimismo, manifiesta que ha leído el presente prospecto y basado en su lectura y dentro del alcance del trabajo de auditoría realizado, no tiene conocimiento de errores relevantes o inconsistencias en la información que se incluye y cuya fuente provenga de los estados financieros dictaminados señalados en el párrafo anterior, ni de información que haya sido omitida o falseada en este prospecto, o que el mismo contenga información que pudiera inducir a error a los inversionistas.

No obstante, el suscrito no fue contratado, y no realizó procedimientos adicionales con el objeto de expresar su opinión respecto de la otra información contenida en el prospecto que no provenga de los estados financieros por él dictaminados.

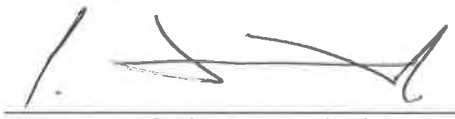
Atentamente,

Price Waterhouse & Co. S.R.L

Ezequiel Luis Mirazón
Socio y Representante Legal

El suscrito manifiesta bajo protesta de decir verdad, que a su leal saber y entender, la emisión y colocación de los valores cumple con las leyes y demás disposiciones legales aplicables. Asimismo, manifiesta que no tiene conocimiento de información jurídica relevante que haya sido omitida o falseada en este prospecto o que el mismo contenga información que pudiera inducir a error a los inversionistas.

Creel, García-Cuéllar, Aiza y Enríquez, S.C.



Carlos Zamarrón Ontiveros
Socio

Anexos	
Número de Anexo	Título de Anexo
Anexo 1	Estados Financieros de Vista
Anexo 2	Estados Financieros Complementarios
Anexo 3	Informes del Comité de Auditoría
Anexo 4	Opinión legal
Anexo 5	Título que ampara la emisión
Anexo 6	Reporte de Reservas de 2018

Anexo 1 - Estados Financieros de Vista

En lo que respecta a la información financiera general, se incorpora por referencia en su totalidad, de conformidad con la fracción III, del Anexo H, de la Circular Única de Emisoras, la información financiera contenida en nuestro reporte anual del ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2018, presentado a la CNBV el 29 de abril de 2019, y en nuestro reporte de resultados financieros y operativos del primer trimestre de 2019, presentado con fecha 25 de abril de 2019, la cual deberá ser considerada para efectos de esta sección como si a la letra se insertase. Esta información puede consultarse en las siguientes páginas: http://www.vistaoilandgas.com/inversionistas/ , www.gob.mx/cnbv y www.bmv.com.mx

A. Vista Oil & Gas, S.A.B. de C.V. Estado de Resultados Consolidado Condensado Proforma No Auditado para el periodo de nueve meses terminado el 30 de septiembre de 2018.

B. Vista Oil & Gas, S.A.B. de C.V. Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2018 y por el período del 4 de abril de 2018 al 31 de diciembre de 2018 y estados financieros al 31 de diciembre de 2017 y al 1 de enero de 2017 y por el período del 1 de enero de 2018 al 3 de abril de 2018 y por el año terminado el 31 de diciembre de 2017.

C. Vista Oil & Gas, S.A.B. de C.V. Estados financieros intermedios condensados consolidados al 31 de marzo de 2019 y al 31 de diciembre de 2018 y por el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2019 y estados financieros intermedios condensados por el período de tres meses finalizado el 31 de marzo 2018.

VISTA OIL & GAS S.A.B. DE C.V.

Estado de Resultados Consolidado Condensado Proforma No Auditado para el periodo de nueve meses terminado el 30 de septiembre de 2018

Hemos preparado la siguiente información financiera consolidada condensada proforma no auditada aplicando ciertos ajustes proforma a nuestros Estados Financieros Auditados Predecesores/Sucesores del 2018. Nuestra información financiera consolidada condensada proforma no auditada se presenta únicamente con fines informativos. No debe ser interpretada como nuestros resultados reales de operaciones ni utilizada como una indicación de nuestro futuro desempeño consolidado. Nuestra información financiera proforma no auditada se basa en supuestos que consideramos razonables y debe ser leída en conjunto con otra información financiera histórica incluida en este prospecto, incluyendo nuestros Estados Financieros Auditados Predecesores/Sucesores del 2018 y los Estados Financieros Complementarios.

El 4 de abril de 2018, consumamos la Combinación Inicial de Negocios. Para más información sobre la Combinación Inicial de Negocios, véase "*NUESTRO NEGOCIO - Nuestra historia*" y la Nota 31 de nuestros Estados Financieros. El siguiente estado de resultados condensado consolidado proforma no auditado para el año finalizado el 31 de diciembre del 2018 se presenta para ilustrar los efectos de la celebración de la Combinación Inicial de Negocios de Vista y para dar efecto a la Combinación Inicial de Negocios como si hubiera ocurrido en su totalidad el 1 de enero de 2018.

Incluimos en este prospecto los estados financieros de APCO Sucursal Argentina, la sucursal de APCO International en Argentina, en lugar de los estados financieros de APCO International, que de otra manera tendrían que ser presentados de conformidad con la Regla 3-05 de la Ley de Bolsas de Valores. Véase la Nota 31 de los Estados Financieros para mayor información sobre los activos y pasivos relacionados con la adquisición de APCO International. Consideramos que los estados financieros previos a la adquisición de APCO International no proporcionarían a los inversionistas ninguna información material ni tendencias financieras relacionadas con los activos, pasivos o ingresos de las tres Entidades de APCO que de otra manera no aparecerían en los estados financieros históricos de APCO Sucursal Argentina y/o en nuestros Estados Financieros, y que sustancialmente todos los activos y pasivos de APCO International se eliminan en el proceso de consolidación, o no forman parte de la Combinación Inicial de Negocios (es decir, APCO Austral S.A., una subsidiaria a propiedad al 100% de APCO International, que fue transferida por Pluspetrol el 19 de marzo de 2018, poco antes de la consumación de la Combinación Inicial de Negocios) o eliminada o incluida en la contabilidad de compras registrada por la Compañía. Para más información sobre estas adquisiciones, ver "*NUESTRO NEGOCIO - Nuestra Historia - La Combinación Inicial de Negocios*".

El estado de resultados consolidado condensado proforma no auditado se basa en (i) los estados financieros de Vista y de nuestra Compañía Predecesora, (ii) los estados financieros históricos de APCO Sucursal Argentina, (iii) el estado combinado abreviado de ingresos y gastos operativos directos de 25 de Mayo-Medanito y JDM, (iv) la información financiera histórica separada no auditada de cada una de las subsidiarias de APCO International (posterior de la eliminación intercompañía y la exclusión de APCO Austral S.A., ya que no fue adquirida por nosotros) y APCO Argentina antes de la Combinación Inicial de Negocios (cuya información financiera preparada bajo NIIF no se incluye en este prospecto), y (v) la información financiera histórica no auditada de EL-AA-BP Concesiones (cuya información financiera preparada bajo NIIF no se incluye en este prospecto).

El estado combinado abreviado de ingresos y gastos directos de operación de 25 de Mayo-Medanito y JDM representa los ingresos históricos y gastos directos de operación atribuibles a las propiedades de Pampa sujetas a la Combinación Inicial de Negocios para el periodo comprendido entre el 1 de enero de 2018 y el 3 de abril de 2018. Los resultados históricos de las operaciones de las propiedades de Pampa sujetas a la Combinación Inicial de Negocios aquí presentadas no son indicativos de las operaciones del negocio adquirido en el futuro.

El siguiente estado de resultados condensado proforma no auditado no pretende presentar lo que habrían sido nuestros resultados de operaciones si la Combinación Inicial de Negocios hubiera ocurrido en las fechas indicadas o para proyectar nuestros resultados de operaciones futuras. El estado de resultados condensado consolidado proforma no auditado incluye supuestos y estimaciones subyacentes a los ajustes no auditados de la información financiera consolidada proforma condensada que se describen en las notas adjuntas y que se consideran razonables y que representan toda la información material necesaria para presentar razonablemente el estado de resultados consolidado proforma condensada no auditado. Además, se han hecho ciertas reclasificaciones a los estados financieros históricos y a la información financiera histórica no auditada para ajustarse a la presentación de los estados financieros consolidados de Vista. Cuando es necesario, se realizan ajustes a los estados financieros de las subsidiarias para adecuar sus políticas contables a las nuestras. Nuestros resultados reales de operaciones pueden diferir significativamente de los montos proforma no auditados que se reflejan en este documento.

El estado de resultados consolidado condensado proforma no auditado no incluye toda la información y revelaciones requeridas por las NIIF para un conjunto completo de estados financieros. Usted debe leer el estado de resultados consolidado condensado proforma no auditado que se presenta a continuación, junto con las secciones tituladas "*RESUMEN DE INFORMACIÓN FINANCIERA Y OPERATIVAS*", "*INFORMACIÓN FINANCIERA Y OPERATIVA SELECCIONADA*" y "*COMENTARIOS Y ANÁLISIS DE LA ADMINISTRACIÓN SOBRE LA SITUACIÓN FINANCIERA Y LOS RESULTADOS DE OPERACIÓN*". Adicionalmente, usted debe leer esa información en conjunto con nuestros Estados Financieros, los Estados Financieros Complementarios y las notas a los mismos que se incluyen en este prospecto. Asimismo, el estado de resultados condensado consolidado proforma no auditado está sujeto a ciertos riesgos e incertidumbres que podrían provocar que los resultados reales difieran significativamente de los previstos. Véase la sección "*FACTORES DE RIESGO*" de este prospecto.

Estado de Resultados Consolidado Condensado Proforma No Auditado para el periodo de nueve meses terminado el 30 de septiembre de 2018

(en miles de Dólares, excepto por las acciones y los datos por acción)

	Sucesor A partir del 4 de abril de 2018 hasta el 30 de septiembre, 2018	Predecesor A partir del 1 de enero, 2018 al 3 de abril, 2018	Para el periodo comprendido entre el 1 de enero de 2018 y el 3 de abril de 2018					Notas	Para el año concluido el 31 de diciembre del 2018
(En miles de Dólares, excepto acciones y datos por acción)	Histórico VISTA Consolidado	PELSA	EL-AA-BP Concesiones	Abreviadas combinadas Medanito – JDM[1]	APCO Sucursal Argentina	APCO and APCO Argentina Combinadas	Ajustes Proforma		VISTA Proforma Consolidado
Ingreso por ventas a clientes	331,336	44,463	2,371	39,796	17,690	—	—		435,656
Costo de ventas	(212,581)	(38,623)	(2,167)[3]	(18,213)	(14,605)[2]	—	(3,914)	**2.a)**	(290,103) [4]
Utilidad bruta	118,755	5,840	204	21,583	3,085	—	(3,914)		145,553
Gastos de ventas	(21,341)	(3,091)	(121)	—	(789)	—	—		(25,342)
Gastos generales y de administración	(24,202)	(1,466)	(53)	—	(1,154)	(130)	(2,979)	**2.b)**	(29,984) [5]
Gastos de exploración	(637)	(134)	(7)	—	(26)	—	—		(804)
Otros ingresos de operación	2,699	1,240	53	—	588	4,968	—		9,548
Otros gastos de operación	(18,097)	(135)	(39)	—	—	—	2,380	**2.c)**	(15,891)
Deterioro del valor de la propiedad , planta y equipo	—	—	—	—	(435)	—	—		(435)
Utilidad operativa	57,177	2,254	37	21,583	1,269	4,838	(4,513)		**82,645**
Ingresos por intereses	2,532	239	121	—	5	2	—		2,899
Gastos por intereses	(15,746)	(23)	—	—	(28)	(17)	(10,423)	**2.d)**	(26,237)
Otros resultados financieros	(22,920)	(1,159)	31	—	128	(11)	13,258	**2.e)**	(10,673)
Resultados financieros, netos	(36,134)	(943)	152	—	105	(26)	2,835		(34,011)
Utilidad (pérdida) neta antes de impuesto sobre la renta	21,043	1,311	189	21,583	1,374	4,812	(1,678)		**48,364**
Beneficio (gasto) por impuesto sobre la renta corriente	(35,450)	(4,615)	(251)	—	(1,407)	—	360	**2.f)**	(41,363)
Beneficio (gasto) por impuesto sobre la renta diferido	(11,975)	(3,345)	26	—	(1,406)	(90)	—		(16,790)
Beneficio (gasto) por impuesto sobre la renta	(47,425)	(7,960)	(225)	—	(2,813)	(90)	360		(58,153)
(Pérdida) utilidad neta del periodo	**(**26,382)	**(6,649)**	**(36)**	**21,583**	**(1,439)**	**4,722**	**(1,318)**		**(9,520**)
Pérdidas básicas por acción:	(0.37)	(0.07)	—	—	—	—	—		**(0.17)**
Pérdidas diluidas por acción:	(0.37)	(0.07)	—	—	—	—	—		**(0.17)**
Promedio ponderado de acciones en circulación (básico)	70,409,317	95,443,572	—	—	—	—	—		70,409,317
Promedio ponderado de acciones en circulación (diluido)	70,409,317	95,443,572	—	—	—	—	—		70,409,317

(1) Las cifras relativas a 25 de Mayo-Medanito y JDM se derivan de los estados de ingresos y gastos operativos directos abreviados, preparados bajo U.S. GAAP e incluidos en este prospecto. Nuestra gerencia no ha identificado ninguna diferencia entre estas cifras de U.S. GAAP y las que habrían sido reportadas bajo NIIF. Por lo tanto, no se hizo ningún ajuste a esta información proforma.

(2) Incluye US$5,614 por depreciación, agotamiento y amortización.

(3) Incluye US$849 por depreciación, agotamiento y amortización.

(4El costo de ventas pro forma para el periodo del 1 de enero de 2018 al 3 de abril de 2018 de US$77,522 incluye gastos operativos por US$38,210, regalías por US$16,260, depreciación, agotamiento y amortización por US$24,571 y ganancia por fluctuación de inventarios de petróleo crudo por US$1,519. El costo de ventas para el Periodo Sucesor 2018 de US$212,581 incluye gastos operativos por US$86,245, regalías por US$50,323, depreciación, agotamiento y amortización por US$74,772 y fluctuación del inventario de petróleo crudo por US$1,241. El costo de ventas para el periodo pro forma terminado el 31 de diciembre de 2018 de US$290,103 incluye gastos operativos por US$124,455, regalías por US$66,583, depreciación, agotamiento y amortización por US$99,343 y ganancia por fluctuación de inventarios de petróleo crudo por US$278. Las cifras totales pro forma incluyen ajustes en Depreciación, agotamiento y amortización por US$3,914.

(5) Incluye US$518 por depreciación, agotamiento y amortización de PELSA.

Notas al Estado de Resultados Consolidado Condensado Proforma No Auditado para el año concluido el 31 de diciembre del 2018 - En miles de Dólares

Nota 1-Bases de presentación

Nuestros Estados Financieros Auditados Predecesores/Sucesores del 2018 y los estados financieros de APCO Sucursal Argentina al 3 de abril de 2018 y para el periodo comprendido entre el 1 de enero de 2018 y el 3 de abril de 2018, fueron preparados de conformidad con las NIIF y presentados en Dólares. El 25 de Mayo-Medanito y JDM abreviado estados combinados de ingresos y gastos directos de operación para el periodo comprendido entre el 1 de enero de 2018 y el 3 de abril de 2018 se prepararon de acuerdo con los US GAAP y se presentaron en miles de Dólares. Adicionalmente, se realizaron ciertos ajustes para alinear la presentación de los estados de resultados de APCO Argentina, 25 de Mayo-Medanito y JDM con los nuestros. Cuando fue necesario, se realizaron ajustes a los estados financieros de las subsidiarias para adecuar sus políticas contables a las nuestras.

La información financiera histórica se deriva de los Estados Financieros Auditados Predecesores/Sucesores del 2018. La información financiera relativa a las columnas "Abreviadas combinadas Medanito - JDM" y "APCO Sucursal Argentina" se deriva de los Estados Financieros Complementarios. La información financiera relativa a las columnas "EL-AA-BP Concesiones" y "APCO y APCO Argentina Combinada" se deriva de los registros contables de PELSA y APCO, respectivamente. Los estados históricos consolidados de resultados y otro resultados integrales han sido ajustados en el estado de resultados consolidado condensado proforma no auditado para dar efecto a los eventos proforma que son (i) directamente atribuibles a la Combinación Inicial de Negocios, (ii) factualmente comprobables, y (iii) se espera que continúen impactando en los resultados consolidados de la Compañía después de la Combinación Inicial de Negocios.

Las políticas contables utilizadas en la preparación del estado de resultados consolidado condensado proforma no auditado son consistentes con las descritas en nuestros Estados Financieros Auditados Predecesores/Sucesores del 2018.

El estado de resultados consolidado condensado proforma no auditado no refleja necesariamente lo que habrían sido nuestros resultados de operaciones consolidados si la Combinación Inicial de Negocios hubiera ocurrido en las fechas indicadas, y podría no ser útil para predecir nuestros resultados de operaciones futuros. Los resultados reales de las operaciones pueden diferir significativamente de los montos proforma reflejados aquí debido a una variedad de factores. Además, como resultado de la presentación de estados combinados abreviados de ingresos y gastos operativos directos para los negocios 25 de Mayo-Medanito y JDM, el estado de resultados consolidado condensado proforma no auditado para el año terminado el 31 de diciembre 2018 no es indicativo de nuestros resultados de operación debido a los cambios en los planes de negocios y a la omisión de varios gastos operativos y no operativos y los efectos del impuesto sobre la renta.

Además, el estado de resultados condensado consolidado proforma no auditado no refleja la realización de ningún ahorro de costos esperado u otras sinergias de la Combinación Inicial de Negocios como resultado de las actividades de reestructuración y otras iniciativas de ahorro de costos planificadas tras la finalización de la Combinación Inicial de Negocios.

No hubo transacciones significativas entre nosotros y las entidades incluidas en esta información financiera consolidada condensada proforma no auditada que necesiten ser eliminadas del estado de resultados consolidado proforma condensado no auditado durante el periodo cubierto por la información financiera consolidada proforma condensada proforma no auditada.

Los ajustes proforma se basan en la información disponible y en ciertos supuestos. Los efectos reales de las operaciones pueden diferir de los ajustes proforma. No obstante, la Dirección considera que las hipótesis proporcionan una base razonable para presentar los efectos significativos de las transacciones tal como se contemplan y que los ajustes proforma son objetivamente sustentables y dan un efecto adecuado a dichas hipótesis, y que se aplican adecuadamente en el estado de resultados consolidado condensado proforma no auditado.

Nota 2 - Ajustes proforma

Los siguientes ajustes se han reflejado en el estado de resultados consolidados condensados proforma no auditados:

(a) Representa (1) gastos adicionales de depreciación, agotamiento y amortización ("DD&A") por el incremento en el valor razonable del activo fijo atribuible a las propiedades de PELSA, APCO Argentina, 25 de Mayo-Medanito y JDM y (2) la revisión de las tasas de DD&A de PELSA para dar efecto a los volúmenes de reservas adquiridos en la Combinación Inicial de Negocios. Este DD&A adicional se calculó sobre la base de la misma política contable que se explica en la Nota 2.4.2.1 de los Estados Financieros.

El impacto en los gastos de depreciación, agotamiento y amortización proforma como consecuencia de la Combinación Inicial de Negocios es el siguiente:

	Para el periodo comprendido entre el 1 de enero de 2018 y el 3 de abril de 2018 (en miles de Dólares)					
	PELSA	**EL-AA-BP Concesiones**	**MEDANITO / JDM Combinadas**	**APCO Sucursal Argentina**	**APCO y APCO Argentina Combinadas**	**Total**
Costo de ventas.....	2,459	232	(7,836)	1,231	--	(3,914)[(1)]

(b) Corresponde a los gastos generales y administrativos incurridos por Vista en el periodo del 1 de enero de 2018 al 3 de abril de 2018.

(c) Representa la eliminación de los costos de transacción no recurrentes incurridos durante el año finalizado el 31 de diciembre de 2018 por US$2,380 que están directamente relacionados con la Combinación Inicial de Negocios que fueron reconocidos en la utilidad o pérdida e incluidos en "Otros gastos de operación".

(d) Representa el gasto financiero adicional de US$13,386 del Crédito Sindicado a cinco años obtenido el 19 de julio de 2018 por US$300 millones (como si el Crédito Sindicado se hubiera obtenido el 1 de enero de 2018), neto de US$3,445 por el rembolso del gasto financiero del Crédito Puente (cuyo monto ya se había reflejado en el estado de resultados de la Sucesora). El Crédito Sindicado se utilizó para prepagar el Crédito Puente y se destinó a financiar la Combinación Inicial de Negocios. Además, incluye menores gastos de acumulación relacionados con las obligaciones de disposición de activos en propiedades de petróleo y gas natural adquiridas por un monto de US$15 y US$457 de los gastos por intereses incurridos por Vista en el periodo comprendido entre el 1 de enero y el 3 de abril de 2018 Cualquier cambio de un 1/8% en las tasas de interés resultaría en una variación de aproximadamente US$104 en los gastos por intereses proforma.

(e) Refleja la eliminación de los costos no recurrentes de emisión de préstamos cargados durante el año finalizado el 31 de diciembre de 2018 por US$13,258 relacionados con el reembolso del Crédito Puente. Estos costos de emisión se reconocieron en la utilidad o pérdida cuando el Crédito Puente se pagó con los recursos del Crédito Sindicado. Los costos de emisión relacionados con el Crédito Sindicado se cargan a gastos como intereses en nuestros estados financieros históricos utilizando el método de la tasa de interés efectiva.

(f) Representa el efecto del impuesto sobre la renta en los ajustes descritos anteriormente. Véase la Nota 32 de los Estados Financieros.

pwc

A los señores miembros del Consejo de Administración y Accionistas de
Vista Oil and Gas, S.A.B. de C.V.
Calle Volcán 150, Floor 5
Colonia Lomas de Chapultepec, Alcaldía Miguel Hidalgo
México City, 11000
México

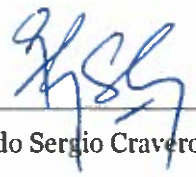
18 de julio de 2019

Estimado señor:

Respecto a los estados financieros de Vista Oil & Gas Argentina S.A. (actualmente Vista Oil & Gas Argentina S.A.U. y anteriormente conocida como Petrolera Entre Lomas S.A.) (la Entidad) correspondientes al año que terminó el 31 de diciembre de 2017 y en cumplimiento con Disposiciones de Carácter General Aplicables a las Entidades y Emisoras Supervisadas por la Comisión Nacional Bancaria y de Valores que contraten Servicios de Auditoría Externa de Estados Financieros Básicos (las Disposiciones), emitidas el 26 de abril de 2018, manifiesto mi consentimiento para que Vista Oil and Gas, S.A.B. de C.V. (la Emisora), incluya en el Prospecto de Oferta Pública de Acciones a que hacen referencia el artículo 2o., fracción I, inciso m) de las Disposiciones de Carácter General Aplicables a las Emisoras de Valores y a Otros Participantes del Mercado de Valores, el Informe sobre los estados financieros de la Entidad que al efecto emitimos con fecha 5 de abril de 2019.

Lo anterior, en el entendido de que previamente me cercioré de que la información financiera contenida en los estados financieros básicos de la Entidad incluidos en el Prospecto, así como cualquier otra información financiera incluida en dicho documento cuya fuente provenga de los mencionados estados financieros básicos de la Entidad o del dictamen que al efecto audite, coincide con la dictaminada, con el fin de que dicha información sea hecha del conocimiento público.

Price Waterhouse & Co. S.R.L.



Reinaldo Sergio Cravero (Socio)

pwc

INFORME DE LOS AUDITORES INDEPENDIENTES

A los señores miembros del Consejo de Administración y Accionistas de
Vista Oil & Gas Argentina S.A. (actualmente Vista Oil & Gas Argentina S.A.U. y anteriormente conocida como Petrolera Entre Lomas S.A.)

Nuestra opinión

En nuestra opinión, los estados financieros de Vista Oil & Gas Argentina S.A. (actualmente Vista Oil & Gas Argentina S.A.U. y anteriormente conocida como Petrolera Entre Lomas S.A.) ("la Sociedad") presentan razonablemente, en todos sus aspectos significativos, la situación financiera de la Sociedad al 31 de diciembre de 2017 y al 1 de enero de 2017, sus resultados y otros resultados integrales, variaciones en el capital contable y flujos de efectivo por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2017, de conformidad con las Normas Internacionales de Información Financiera emitidas por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad ("NIIF").

Los estados financieros que hemos auditado

Los estados financieros de la Sociedad, comprenden:

- el estado de situación financiera al 31 de diciembre de 2017 y al 1 de enero de 2017,
- el estado de resultados y otros resultados integrales por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2017,
- el estado de variaciones en el capital contable por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2017,
- el estado de flujos de efectivo por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2017, y
- las notas a los estados financieros, las cuales incluyen un resumen de las políticas contables significativas aplicadas y otra información explicativa.

Bases para la opinión

Efectuamos nuestro examen de auditoría de acuerdo con las Normas Internacionales de Auditoría (NIAs). Nuestras responsabilidades, de acuerdo con dichas normas, son descriptas en detalle en este informe en la sección "Responsabilidades de los auditores por la auditoría de los estados financieros".

Consideramos que los elementos de juicio que hemos obtenido proporcionan una base suficiente y adecuada para fundamentar nuestra opinión de auditoría.

Independencia

Somos independientes de la Sociedad de acuerdo con las disposiciones del Código de Ética para Profesionales de la Contabilidad del Consejo de Normas Internacionales de Ética para Contadores (IESBA por sus siglas en inglés). A su vez, hemos cumplido con otras responsabilidades éticas de acuerdo con dicho código de ética.

Price Waterhouse & Co. S.R.L. es una firma miembro de la red global de PricewaterhouseCoopers International Limited (PwCIL). Cada una de las firmas es una entidad legal separada que no actúa como mandataria de PwCIL ni de cualquier otra firma miembro de la red.

pwc

Responsabilidad de la Dirección de la Sociedad por los estados financieros

La Dirección de la Sociedad es responsable por la preparación y presentación razonable de estos estados financieros de acuerdo con las NIIF y por el mantenimiento de un sistema de control interno que la Dirección considera adecuado para permitir la preparación de estados financieros libres de incorrecciones significativas, debidas a fraude o error.

Como parte del proceso de preparación de los estados financieros, la Dirección es responsable de evaluar la capacidad de la Sociedad para continuar como un negocio en marcha, y de efectuar en los estados financieros, cuando corresponda, las revelaciones relacionadas con el negocio en marcha y la utilización de las bases contables de negocio en marcha, salvo cuando la Dirección tenga la intención de liquidar la Sociedad o de discontinuar sus operaciones, o no tenga una alternativa realista para no hacerlo.

La Dirección de la Sociedad es responsable de la supervisión del proceso de preparación de los estados financieros de la Sociedad.

Responsabilidades de los auditores por la auditoría de los estados financieros

Nuestro objetivo es obtener una seguridad razonable sobre si los estados financieros, en su conjunto, se encuentran libres de incorrecciones significativas, debido a fraude o error, y emitir un informe de auditoría que incluya nuestra opinión de auditoría sobre los mismos. Seguridad razonable constituye un grado elevado de seguridad, pero no garantiza que una auditoría conducida de acuerdo con NIAs siempre identifique incorrecciones significativas en los estados financieros, cuando estas existan. Las incorrecciones pueden surgir debido a fraude o a error, y se consideran significativas si, individualmente o de forma conjunta, puede razonablemente esperarse que influyan o afecten las decisiones que los usuarios adopten sobre la base de estos estados financieros.

Como parte de un proceso de auditoría conducido de acuerdo con NIAs, nosotros aplicamos nuestro juicio profesional y mantenemos una actitud de escepticismo profesional durante toda su ejecución.

Asimismo:

- Identificamos y evaluamos el riesgo que existan errores significativos en los estados financieros, debido, ya sea, a fraudes o a equivocaciones, diseñamos y aplicamos procedimientos de auditoría para responder a dichos riesgos y obtenemos evidencia de auditoría suficiente y adecuada para sustentar nuestra opinión. El riesgo de no identificar errores significativos en los estados financieros debido a un fraude es más elevado que en el caso de errores significativos originados por equivocaciones, dado que el fraude puede involucrar la existencia de colusiones, falsificaciones, omisiones deliberadas, manifestaciones intencionadamente incorrectas o apartamientos en el sistema de control interno.

- Obtenemos un entendimiento del sistema de control interno relevante para la auditoría con el propósito de diseñar los procedimientos de auditoría que sean adecuados en función de las circunstancias, pero no con la finalidad de expresar una opinión sobre la eficacia del sistema de control interno de la Sociedad.

- Evaluamos que las políticas contables adoptadas sean adecuadas, la razonabilidad de las estimaciones contables realizadas y la razonabilidad de la información revelada por la Dirección en los estados financieros.

- Concluimos sobre la adecuada utilización, por parte de la Dirección, de las bases contables de negocio en marcha, y de acuerdo con la evidencia de auditoría obtenida, concluimos sobre la existencia o no de una incertidumbre significativa relacionada con hechos o con condiciones que pueden generar dudas significativas sobre la capacidad de la Sociedad para continuar como un negocio en marcha. Si concluimos que existe una incertidumbre significativa, deberemos hacer énfasis en nuestro dictamen de auditoría sobre las revelaciones realizadas en los estados financieros sobre estos asuntos, o, si dichas revelaciones no son adecuadas, deberemos expresar una opinión de auditoría modificada. Nuestras conclusiones se basan en la evidencia de auditoría que hemos obtenido hasta la fecha de nuestro dictamen de auditoría. Sin embargo, hechos o condiciones que ocurran en forma posterior pueden ser causa que la Sociedad deje de ser un negocio en marcha.

- Evaluamos la presentación, estructura y contenido general de los estados financieros, y la información revelada en los mismos, y evaluamos si los estados financieros representan las transacciones y los hechos subyacentes de un modo que logran una representación fiel de los mismos.

Comunicamos a la Dirección de la Sociedad acerca de, entre otros asuntos, el alcance y la oportunidad de la ejecución de los procedimientos de auditoría planificados, los hallazgos significativos de auditoría identificados, así como de cualquier deficiencia significativa en el sistema de control interno que identificamos en el transcurso de nuestra auditoría.

Ciudad Autónoma de Buenos Aires, 5 de abril de 2019.

Reinaldo Sergio Cravero (Socio)

Price Waterhouse & Co. S.R.L.

Price Waterhouse & Co. S.R.L.

Av. Ejército Nacional 843-B
Antara Polanco
11520 Mexico, D.F.
Tel: +55 5283 1300
Fax: +55 5283 1392
ey.com/mx

Construyendo un mejor entorno de negocios

Vista Oil & Gas, S.A.B. de C.V.
Calle Volcán 150, Piso 5
Colonia Lomas de Chapultepec, Alcaldía Miguel Hidalgo
Ciudad de México, 11000

En relación con lo dispuesto en el artículo 84 Bis de las Disposiciones de Carácter General Aplicables a las Emisoras de Valores y a Otros Participantes del Mercado de Valores publicadas en el Diario oficial de la Federación el 19 de marzo de 2003, según la misma se haya modificado de tiempo en tiempo (la "Circular Única de Emisoras"), así como, lo requerido por el artículo 39 de las Disposiciones de Carácter General Aplicables a las Entidades y Emisoras supervisadas por la Comisión Nacional Bancaria y de Valores que contraten servicios de Auditoría Externa de Estados Financieros Básicos ("Circular Única de Auditores Externos"), en mi carácter de Auditor Externo de Vista Oil & Gas, S.A.B. de C.V. y socio de Mancera, S.C., otorgo mi consentimiento para que Vista Oil & Gas, S.A.B. de C.V. incluya en el prospecto, el dictamen sobre los estados financieros de la Compañía que al efecto emití correspondiente al ejercicio social concluido el 31 de diciembre de 2018. Lo anterior, en el entendimiento de que previamente me cercioraré de que la información contenida en los estados financieros incluidos en el prospecto de que se trate, así como cualquier otra información financiera incluida en dichos documentos cuya fuente provenga de los mencionados estados financieros o del dictamen que al efecto presente, coincida con la dictaminada, con el fin de que dicha información sea hecha del conocimiento público.

Mancera, S.C.

Integrante de Ernst & Young Global Limited

C.P.C. Juan Carlos Castellanos López

Av. Ejército Nacional 843-B
Antara Polanco
11520 Mexico, D.F.
Tel: +55 5283 1300
Fax: +55 5283 1392
ey.com/mx

Construyendo un mejor entorno de negocios

INFORME DE LOS AUDITORES INDEPENDIENTES

Al Consejo de Administración y a la Asamblea General de Accionistas de Vista Oil & Gas, S.A.B. de C.V.

Opinión

Hemos auditado los estados financieros consolidados adjuntos de Vista Oil & Gas, S.A.B. de C.V. y subsidiarias (la "Compañía" o "Sucesor"), que comprenden el estado consolidado de situación financiera al 31 de diciembre de 2018, el estado consolidado de resultados y otros resultados integrales consolidado, el estado de variaciones en el capital contable y el estado de flujos de efectivo por el período comprendido del 4 de abril de 2018 al 31 de diciembre de 2018 ("estados financieros consolidados sucesores"), así como las notas explicativas de los estados financieros consolidados que incluyen un resumen de las políticas contables significativas. También hemos auditado los estados resultados y otros resultados integrales, variaciones en el capital contable y flujos de efectivo de Petrolera Entre Lomas, SA ("PELSA" o "Predecesor") ("estados financieros predecesores) para el período del 1 de enero de 2018 al 3 de abril de 2018.

En nuestra opinión, los estados financieros consolidados sucesores presentan razonablemente, en todos los aspectos materiales, la situación financiera consolidada de Vista Oil & Gas, S.A.B. de C.V. y subsidiarias al 31 de diciembre de 2018, así como sus resultados consolidados y sus flujos de efectivo consolidados correspondientes el período comprendido del 4 de abril al 31 de diciembre de 2018 de conformidad con las Normas Internacionales de Información Financiera ("NIIF"), como han sido emitidas por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad. También en nuestra opinión, los estados financieros predecesores presentan razonablemente, en todos los aspectos importantes, los resultados de las operaciones y flujos de efectivo de PELSA para el período comprendido entre el 1 de enero de 2018 y el 3 de abril de 2018, de conformidad con las Normas Internacionales de Información Financiera emitidas por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad.

Como se revela en las Notas 1.1 y 31 de los estados financieros, a partir del 4 de abril de 2018, la Compañía adquirió a PELSA, esta transacción se contabilizó como una combinación de negocios. Como resultado de la adquisición, la información financiera consolidada para el período Sucesor se presenta sobre una base de costo diferente a la del período Predecesor y, por lo tanto, no es comparable.

Fundamento de la opinión

Hemos llevado a cabo nuestras auditorías por el período sucesor correspondiente del 4 de abril de 2018 al 31 de diciembre de 2018 así como por el período predecesor correspondiente al 1 de enero de 2018 y el 3 de abril de 2018 de conformidad con las Normas Internacionales de Auditoría (NIA). Nuestras responsabilidades de acuerdo con dichas normas se describen más a adelante en la sección "Responsabilidades del auditor en relación con la auditoría de los estados financieros consolidados" de nuestro informe. Somos independientes de la Compañía de conformidad con el *"Código de Ética para Profesionales de la Contabilidad del Consejo de Normas Internacionales de Ética para Contadores"* ("Código de Ética del IESBA") junto con los requerimientos de ética que son aplicables a nuestras auditorías por el período sucesor correspondiente del 4 de abril de 2018 al 31 de diciembre de 2018 así como por el período predecesor correspondiente al 1 de enero de 2018 y el 3 de abril de 2018 en México por el *"Código de Ética Profesional del Instituto Mexicano de Contadores Públicos"* ("Código de Ética del IMCP") y hemos cumplido las demás responsabilidades de ética de conformidad con esos requerimientos y con el Código de Ética del IESBA.

Consideramos que la evidencia de auditoría que hemos obtenido proporciona una base suficiente y adecuada para nuestra opinión.

Asuntos claves de auditoría

Los asuntos clave de la auditoría son aquellos que, según nuestro juicio profesional, han sido los más significativos en nuestra auditoría de los estados financieros consolidados del periodo actual. Estos asuntos han sido tratados en el contexto de nuestra auditoría de los estados financieros consolidados en su conjunto y en la formación de nuestra opinión sobre éstos, y no expresamos una opinión por separado sobre dichos asuntos. Para cada asunto clave de auditoría, describimos cómo se abordó el mismo en el contexto de nuestra auditoría.

Hemos cumplido las responsabilidades descritas en la sección "Responsabilidades del auditor en relación con la auditoría de los estados financieros consolidados" de nuestro informe, incluyendo las relacionadas con los asuntos clave de auditoría. Consecuentemente, nuestra auditoría incluyó la aplicación de procedimientos diseñados a responder a nuestra evaluación de los riesgos de desviación material de los estados financieros consolidados adjuntos. Los resultados de nuestros procedimientos de auditoría, incluyendo los procedimientos aplicados para abordar los asuntos clave de la auditoría descritos más adelante, proporcionan las bases para nuestra opinión de auditoría de los estados financieros consolidados adjuntos.

Combinación Inicial de Negocios

Descripción de los asuntos clave de auditoría

Hemos considerado la combinación de negocios, mediante la adquisición de los negocios de Petrolera Entre Lomas, S.A. (PELSA), APCO Oil & Gas Internacional, Inc. (APCO), el 100% del interés operativo del yacimientos de 25 de Mayo- Medanito y Jagüel de Los Macho, como un asunto clave de auditoría, debido a la complejidad en la asignación del precio de compra, el análisis de su contabilización, y la valoración de la contraprestación transferida de los negocios adquiridos.

En las Notas 2.3.3 y 31 de los estados financieros consolidados adjuntos, se describe con mayor detalle la política contable utilizada por la Administración para el reconocimiento de adquisiciones y la Nota 31 muestra las adquisiciones de negocios del año.

Cómo nuestra auditoría abordó este asunto

Obtuvimos los contratos de adquisición correspondientes y analizamos el registro de la contraprestación transferida determinada por la Compañía. Evaluamos la identificación de los activos adquiridos y obligaciones asumidas revelados en los estados financieros consolidados. Comparamos los resultados de la Compañía sus planes de negocios y las explicaciones de la Compañía en torno a la razón de negocios de esta adquisición.

Involucramos a nuestros especialistas internos, probamos los valores razonables de los activos y pasivos determinados por la administración en dicha adquisición, basándonos en modelos de valuación comúnmente utilizados. Calculamos de manera independiente la aritmética de los modelos de valuación utilizados.

Evaluamos la razonabilidad de las revelaciones incluidas en los estados financieros consolidados de la Compañía.

Evaluación de Deterioro de activos de larga duración

Descripción de los asuntos clave de auditoría

El análisis de deterioro de los activos de larga duración fue importante para nuestra auditoría ya que el valor de los mismos con respecto a los estados financieros consolidados son significativos y la determinación de su valor de recuperación involucra juicios y estimaciones significativos por parte de la administración de la que se ven afectados por condiciones futuras como son las de mercado. Adicionalmente, el cálculo del valor de recuperación conlleva el riesgo de que los flujos de efectivo futuros utilizados en su determinación difieran de las expectativas o que los resultados sean distintos a los valores originalmente estimados.

Al 31 de diciembre de 2018 alrededor del 98 % de los activos no corrientes de la Compañía se encuentran localizados en Argentina. Durante el ejercicio de 2018, la economía en Argentina presentó un deterioro en sus variables macroeconómicas significativas tales como altos niveles de inflación, decrecimiento económico y aumento en tasas de interés.

En las Notas 13 y 14 de los estados financieros consolidados se incluyen las revelaciones sobre las propiedades, planta y equipo, crédito mercantil y activos intangibles.

Cómo nuestra auditoría abordó este asunto

Evaluamos los supuestos utilizados por la Administración relacionadas con la evolución de los precios del petróleo y las proyecciones de costos y gastos de producción junto con otros supuestos clave utilizados en la elaboración de las pruebas de deterioro, al; 1) evaluar y analizar los planes de negocio que la Compañía utilizó como base para realizar sus estimaciones de flujos futuros de efectivo en el análisis de deterioro, 2) evaluar el entorno macroeconómico, incluyendo comparaciones contra el desempeño de participantes del mercado de los cuales hay información pública disponible, 3) realizamos un calculamos de manera independiente la aritmética de los modelos de valuación utilizados y analizamos la uniformidad de la definición de unidad generadora de efectivo aplicado por la Compañía.

También evaluamos los análisis de sensibilidad realizados por la Compañía, enfocándonos principalmente en los principales supuestos utilizados revelados en la Nota 3.2.2 de los estados financieros consolidados. Involucramos a nuestros especialistas internos quienes evaluaron los supuestos clave y metodología utilizada por la administración de la Compañía en su análisis de deterioro.

Evaluamos la razonabilidad de las revelaciones incluidas en los estados financieros consolidados de la Compañía.

Otra información contenida en el informe anual 2018 de la Compañía

La otra información comprende la información incluida en el Informe Anual de la Compañía a ser presentado a los accionistas y el Reporte Anual a ser presentado a la Comisión Nacional Bancaria y de Valores ("CNBV"), diferente de los estados financieros consolidados y nuestro informe de auditoría correspondiente. La Administración es responsable de la otra información. La otra información se espera que se encuentre disponible para nosotros con posterioridad a la fecha de este informe de auditoría.

Nuestra opinión sobre los estados financieros consolidados no cubre la otra información y no expresamos ninguna forma de conclusión que proporcione un grado de seguridad sobre dicha información.

En relación con nuestra auditoría de los estados financieros consolidados, nuestra responsabilidad es leer y considerar la otra información identificada anteriormente cuando se encuentre disponible, y al hacerlo, considerar si existe una inconsistencia material entre la otra información y los estados financieros consolidados o el conocimiento obtenido por nosotros en la auditoría o si parece que existe una desviación material en la otra información por algún otro motivo.

Responsabilidades de la Administración y del Comité de Auditoría en relación con los estados financieros consolidados

La Administración es responsable de la preparación y presentación razonable de los estados financieros consolidados adjuntos de conformidad con las NIIF, y del control interno que la Administración considere necesario para permitir la preparación de estados financieros consolidados libres de desviación material, debida a fraude o error.

En la preparación de los estados financieros consolidados, la Administración es responsable de la evaluación de la capacidad de la Compañía para continuar como negocio en marcha, revelando, según corresponda, las cuestiones relacionadas con el negocio en marcha y utilizando la base contable de negocio en marcha excepto si la Administración tiene intención de liquidar la Compañía o de cesar sus operaciones, o bien no exista otra alternativa realista.

El Comité de Auditoría es responsable de la supervisión del proceso de reporte financiero de la Compañía.

Responsabilidades del auditor en relación con la auditoría de los estados financieros

Nuestros objetivos son obtener una seguridad razonable de que los estados financieros en su conjunto están libres de desviación material, debida a fraude o error, y emitir un informe de auditoría que contiene nuestra opinión. Seguridad razonable es un alto grado de seguridad, pero no garantiza que una auditoría realizada de conformidad con las NIA siempre detecte una desviación material cuando existe. Las desviaciones pueden deberse a fraude o error y se consideran materiales si, individualmente o de forma agregada, puede preverse razonablemente que influyan en las decisiones económicas que los usuarios toman basándose en los estados financieros.

Como parte de una auditoría de conformidad con las NIA, aplicamos nuestro juicio profesional y mantenemos una actitud de escepticismo profesional durante toda la auditoría. También:

- Identificamos y evaluamos los riesgos de desviación material en los estados financieros, debida a fraude o error, diseñamos y aplicamos procedimientos de auditoría para responder a dichos riesgos y obtenemos evidencia de auditoría suficiente y adecuada para proporcionar una base para nuestra opinión. El riesgo de no detectar una desviación material debida a fraude es más elevado que en el caso de una desviación material debida a error, ya que el fraude puede implicar colusión, falsificación, omisiones deliberadas, manifestaciones intencionadamente erróneas o la elusión del control interno.

- Obtenemos conocimiento del control interno relevante para la auditoría con el fin de diseñar procedimientos de auditoría que sean adecuados en función de las circunstancias y no con la finalidad de expresar una opinión sobre la eficacia del control interno de la Compañía.

- Evaluamos lo adecuado de las políticas contables aplicadas y la razonabilidad de las estimaciones contables y la correspondiente información revelada por la Administración.

- Concluimos sobre lo adecuado de la utilización, por la Administración, de la base contable de negocio en marcha y, basándonos en la evidencia de auditoría obtenida, concluimos sobre si existe o no una incertidumbre material relacionada con hechos o condiciones que pueden generar dudas significativas sobre la capacidad de la Compañía para continuar como negocio en marcha. Si concluimos que existe una incertidumbre material, se requiere que llamemos la atención en nuestro informe de auditoría sobre la correspondiente información revelada en los estados financieros o, si dichas revelaciones no son adecuadas, que expresemos una opinión modificada. Nuestras conclusiones se basan en la evidencia de auditoría obtenida hasta la fecha de nuestro informe de auditoría. Sin embargo, hechos o condiciones futuros pueden ser causa de que la Compañía deje de continuar como negocio en marcha.

- Evaluamos la presentación global, la estructura y el contenido de los estados financieros, incluida la información revelada, y si los estados financieros representan las transacciones y hechos subyacentes de un modo que logran la presentación razonable.

- Obtenemos evidencia suficiente y adecuada en relación con la información financiera de las entidades o actividades empresariales dentro del grupo para expresar una opinión sobre los estados financieros. Somos responsables de la dirección, supervisión y realización de la auditoría del grupo. Somos los únicos responsables de nuestra opinión de auditoría.

Comunicamos al Comité de Auditoría de la Compañía en relación con, entre otros asuntos, el alcance y el momento de realización de la auditoría planificados y los hallazgos significativos de la auditoría, así como cualquier deficiencia significativa del control interno que identificamos en el transcurso de la auditoría.

También proporcionamos al Comité de Auditoría de la Compañía una declaración de que hemos cumplido los requerimientos de ética aplicables en relación con la independencia y comunicado con ellos acerca de todas las relaciones y demás asuntos de los que se puede esperar razonablemente que pueden afectar a nuestra independencia y, en su caso, las correspondientes salvaguardas.

Entre los asuntos que han sido objeto de comunicación con el Comité de Auditoría de la Compañía, determinamos los más significativos en la auditoría de los estados financieros del periodo actual y que son, en consecuencia, los asuntos clave de la auditoría. Describimos dichos asuntos en nuestro informe de auditoría salvo que las disposiciones legales o reglamentarias

prohíban revelar públicamente el asunto o, en circunstancias extremadamente poco frecuentes, determinemos que un asunto no se debería comunicar en nuestro informe cuando se espera razonablemente que las consecuencias adversas de hacerlo superarían a los beneficios de interés público de dicho asunto.

El socio responsable de la auditoría es quien suscribe este informe.

Mancera, S.C.
Integrante de Ernst & Young Global Limited

C.P.C. Juan C. Castellanos López

Ciudad de México, México
5 de abril de 2019

VISTA OIL & GAS S.A.B. DE C.V. (SUCESORA) Y
PETROLERA ENTRE LOMAS SOCIEDAD ANÓNIMA
(actualmente VISTA Oil & Gas Argentina S.A.) (PREDECESORA)

Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2018 y por el período del 4 de abril de 2018 al 31 de diciembre de 2018 (Sucesora - Nota 2.1) y estados financieros al 31 de diciembre de 2017 y al 1 de enero de 2017 y por el período del 1 de enero de 2018 al 3 de abril de 2018 y por el año terminado el 31 de diciembre de 2017 (Predecesora - Nota 2.1)

VISTA OIL & GAS, S.A.B. DE C.V. (SUCESORA) Y
PETROLERA ENTRE LOMAS SOCIEDAD ANÓNIMA (PREDECESORA)

Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2018 y por el período del 4 de abril de 2018 al 31 de diciembre de 2018 (Sucesora) y estados financieros al 31 de diciembre de 2017 y al 1 de enero de 2017 y por el período del 1 de enero de 2018 al 3 de abril de 2018 y por el año terminado el 31 de diciembre de 2017 (Predecesora)

ÍNDICE

• Estado de resultados y otros resultados integrales consolidado por el período del 4 de abril de 2018 al 31 de diciembre de 2018 (Sucesora) y estados de resultados y otros resultados integrales por el período del 1 de enero de 2018 al 3 de abril de 2018 y por el año terminado el 31 de diciembre de 2017 (Predecesora)

• Estado de situación financiera consolidado al 31 de diciembre de 2018 (Sucesora) y estados de situación financiera al 31 de diciembre de 2017 y al 1 de enero de 2017 (Predecesora)

• Estados de variaciones en el capital contable de la Predecesora por el período del 1 de enero de 2018 al 3 de abril de 2018 y por el año terminado el 31 de diciembre de 2017

• Estado de variaciones en el capital contable de la Sucesora por el período del 4 de abril de 2018 al 31 de diciembre de 2018

• Estado de flujos de efectivo consolidado por el período del 4 de abril de 2018 al 31 de diciembre de 2018 (Sucesora) y estados de flujos de efectivo por el período del 1 de enero de 2018 al 3 de abril de 2018 y por el año terminado el 31 de diciembre de 2017 (Predecesora)

• Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2018 y por el período del 4 de abril de 2018 al 31 de diciembre de 2018 (Sucesora) y a los estados financieros al 31 de diciembre de 2017 y al 1 de enero de 2017 y por el período del 1 de enero al 3 de abril de 2018 y por el año terminado el 31 de diciembre de 2017 (Predecesora)

Estado de resultados y otros resultados integrales consolidado por el período del 4 de abril de 2018 al 31 de diciembre de 2018 (Sucesora) y estados de resultados y otros resultados integrales por el período del 1 de enero de 2018 al 3 de abril de 2018 y por el año terminado el 31 de diciembre de 2017 (Predecesora)
(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

	Notas	Sucesora Consolidado Período del 4 de abril de 2018 al 31 de diciembre de 2018	Predecesora Período del 1 de enero de 2018 al 3 de abril de 2018	Predecesora Año terminado el 31 de diciembre de 2017
Ingreso por ventas a clientes	**5**	331.336	44.463	198.075
Costo de ventas:				
Fluctuación del stock de petróleo crudo	**6.1**	(1.241)	733	(7.566)
Costos de operación	**6.2**	(86.245)	(18.367)	(77.461)
Depreciaciones, agotamiento y amortizaciones	**13/14**	(74.772)	(14.194)	(61.211)
Regalías		(50.323)	(6.795)	(28.163)
Utilidad bruta		**118.755**	**5.840**	**23.674**
Gastos de ventas	**7**	(21.341)	(3.091)	(13.264)
Gastos generales y de administración	**8**	(24.202)	(1.466)	(6.774)
Gastos de exploración	**9**	(637)	(134)	(1.049)
Otros ingresos operativos	**10.1**	2.699	1.240	17.802
Otros gastos operativos	**10.2**	(18.097)	(135)	(5.125)
Recupero de deterioro de propiedad, planta y equipos		-	-	5.290
Utilidad de operación		**57.177**	**2.254**	**20.554**
Ingresos por intereses	**11.1**	2.532	239	166
Gastos por intereses	**11.2**	(15.746)	(23)	(18)
Otros resultados financieros	**11.3**	(22.920)	(1.159)	(436)
Resultados financieros netos		**(36.134)**	**(943)**	**(288)**
Utilidad antes de impuestos		**21.043**	**1.311**	**20.266**
Impuesto a la utilidad corriente	**15**	(35.450)	(4.615)	(15.956)
(Gasto) / beneficio por impuesto a la utilidad diferido	**15**	(11.975)	(3.345)	9.595
Gasto por impuesto a la utilidad		**(47.425)**	**(7.960)**	**(6.361)**
(Pérdida) / utilidad neta del período/ejercicio		**(26.382)**	**(6.649)**	**13.905**
Otros resultados integrales				
Otros resultados integrales que no serán reclasificados a resultados en períodos posteriores				
- Pérdida por remedición relacionada con planes de beneficios definidos	**22**	(3.565)	(89)	(355)
- Beneficio por impuesto a la utilidad diferido	**15**	891	22	124
Otros resultados integrales que no serán reclasificados a resultados en períodos posteriores		(2.674)	(67)	(231)
Otros resultados integrales del período/ejercicio, netos de impuestos		**(2.674)**	**(67)**	**(231)**
Total resultados integrales del período/ejercicio		**(29.056)**	**(6.716)**	**13.674**

Las notas 1 a 35 son parte integral de estos estados financieros.

Estado de resultados y otros resultados integrales consolidado por el período del 4 de abril de 2018 al 31 de diciembre de 2018 (Sucesora) y estados de resultados y otros resultados integrales por el período del 1 de enero de 2018 al 3 de abril de 2018 y por el año terminado el 31 de diciembre de 2017 (Predecesora) (continuación)

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

	Notas	Sucesora Consolidado Período del 4 de abril de 2018 al 31 de diciembre de 2018	Predecesora Período del 1 de enero de 2018 al 3 de abril de 2018	Predecesora Año terminado el 31 de diciembre de 2017
(Pérdida)/Ganancia por acción atribuible a los accionistas de la Compañía				
Acción básica - (en dólares por acción):	**12**	(0,37)	(0,07)	0,14
Acción diluida - (en dólares por acción):	**12**	(0,37)	(0,07)	0,14

Las notas 1 a 35 son parte integral de estos estados financieros.

Estado de situación financiera consolidado al 31 de diciembre de 2018 (Sucesora) y estados de situación financiera al 31 de diciembre de 2017 y al 1 de enero de 2017 (Predecesora)
(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

	Notas	Sucesora Al 31 de diciembre de 2018	Predecesora Al 31 de diciembre de 2017	Predecesora Al 1 de enero de 2017
Activo				
Activos no corrientes				
Propiedad, planta y equipos	13	820.722	259.229	286.149
Crédito mercantil	14	28.484	-	-
Otros activos intangibles	14	31.600	1.021	1.536
Cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar	16	20.191	297	927
Otros activos financieros	17.1	-	-	64
Total activos no corrientes		**900.997**	**260.547**	**288.676**
Activos corrientes				
Inventarios	18	18.187	8.215	16.924
Cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar	16	86.050	56.274	40.174
Caja, bancos e inversiones corrientes	19	80.908	36.835	24.717
Total activos corrientes		**185.145**	**101.324**	**81.815**
Total activos		**1.086.142**	**361.871**	**370.491**

Las notas 1 a 35 son parte integral de estos estados financieros.

Estado de situación financiera consolidado al 31 de diciembre de 2018 (Sucesora) y estados de situación financiera al 31 de diciembre de 2017 y al 1 de enero de 2017 (Predecesora)
(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

	Notas	Sucesora Al 31 de diciembre de 2018	Predecesora Al 31 de diciembre de 2017	Predecesora Al 1 de enero de 2017
Capital contable y pasivos				
Capital contable				
Capital social	20.1	513.255	39.239	39.239
Reserva por pagos basados en acciones	33	4.021	-	-
Reserva legal		-	7.523	7.523
Reserva facultativa		-	385.033	349.248
Otros resultados integrales acumulados		(2.674)	(2.800)	(2.569)
Pérdidas acumuladas		(34.946)	(148.694)	(120.081)
Total capital contable		**479.656**	**280.301**	**273.360**
Pasivos				
Pasivos no corrientes				
Pasivos por impuestos diferidos, netos	15	133.757	28.840	38.558
Provisiones	21	16.186	15.902	14.571
Préstamos bancarios	17.2	294.415	-	-
Títulos del promotor	17.3	23.700	-	-
Obligación por planes de beneficios definidos, neta	22	3.302	4.683	4.366
Otros impuestos y regalías por pagar	24	-	2	7
Cuentas por pagar y otras cuentas por pagar	25	1.008	-	-
Total pasivos no corrientes		**472.368**	**49.427**	**57.502**
Pasivos corrientes				
Provisiones	21	4.140	925	1.615
Préstamos bancarios	17.2	10.352	-	-
Salarios y contribuciones sociales por pagar	23	6.348	2.540	2.387
Impuesto a la utilidad por pagar	15	22.429	1.401	5.454
Otros impuestos y regalías por pagar	24	6.515	6.287	5.846
Cuentas por pagar y otras cuentas por pagar	25	84.334	20.990	24.327
Total pasivos corrientes		**134.118**	**32.143**	**39.629**
Total pasivos		**606.486**	**81.570**	**97.131**
Total capital contable y pasivos		**1.086.142**	**361.871**	**370.491**

Las notas 1 a 35 son parte integral de estos estados financieros.

Estados de variaciones en el capital contable de la Predecesora por el período del 1 de enero de 2018 al 3 de abril de 2018 y por el año terminado el 31 de diciembre de 2017

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

	Capital Social	Reserva legal	Reserva facultativa	Ganancias acumuladas (Pérdidas acumuladas)	Otros resultados integrales acumulados	Total capital contable de la Predecesora
Saldos al 1 de enero de 2017	**39.239**	**7.523**	**349.248**	**(120.081)**	**(2.569)**	**273.360**
Resultado del ejercicio	-	-	-	**13.905**	-	**13.905**
Otros resultados integrales del ejercicio	-	-	-	-	**(231)**	**(231)**
Total resultados integrales	-	-	-	**13.905**	**(231)**	**13.674**
- Distribución de dividendos en efectivo decidida por la Asamblea General de Accionistas celebrada el 19 de mayo de 2017, se pagó un dividendo de 0,07 dólares estadounidenses por acción (dividendo total de ARS 107,8 millones) a los tenedores de acciones ordinarias totalmente pagadas	-	-	-	(6.733)	-	**(6.733)**
- Constitución de la reserva facultativa decidida por la Asamblea General de Accionistas celebrada el 19 de mayo de 2017			35.785	(35.785)	-	-
Saldos al 31 de diciembre de 2017	**39.239**	**7.523**	**385.033**	**(148.694)**	**(2.800)**	**280.301**
Resultado del período	-	-	-	**(6.649)**	-	**(6.649)**
Otros resultados integrales del período	-	-	-	-	**(67)**	**(67)**
Total resultados integrales	-	-	-	**(6.649)**	**(67)**	**(6.716)**
Saldos al 3 de abril de 2018	**39.239**	**7.523**	**385.033**	**(155.343)**	**(2.867)**	**273.585**

Las notas 1 a 35 son parte integral de estos estados financieros.

Estado de variaciones en el capital contable de la Sucesora por el período del 4 de abril de 2018 al 31 de diciembre de 2018
(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

	Capital Social	Reserva por pagos basados en acciones	Resultados acumulados (Pérdidas acumuladas)	Otros resultados integrales acumulados	Total atribuible a los accionistas de la Sucesora	Interés minoritario	Total capital contable
Saldos al 4 de abril de 2018	**25**	**-**	**(8.564)** [1]	**-**	**(8.539)**	**-**	**(8.539)**
Resultado del período	-	-	**(26.382)**	-	**(26.382)**	-	**(26.382)**
Otros resultados integrales del período	-	-	-	**(2.674)**	**(2.674)**	-	**(2.674)**
Total resultados integrales	**-**	**-**	**(26.382)**	**(2.674)**	**(29.056)**	**-**	**(29.056)**
- Capitalización de acciones Serie A (Nota 20.1)	449.191	-	-	-	449.191	-	**449.191**
- Costo de emisión acciones Serie A (Nota 20.1)	(26.200)	-	-	-	(26.200)	-	**(26.200)**
- Emisión de acciones adicionales Serie A (Nota 20.1)	95.000	-	-	-	95.000	-	**95.000**
- Costo de emisión de acciones Serie A (Nota 20.1)	(4.761)	-	-	-	(4.761)	-	**(4.761)**
- Reconocimiento de pagos basados en acciones (Nota 33)	-	4.021	-	-	4.021	-	**4.021**
- Interés minoritario originado por la adquisición de PELSA (Nota 31.1.3)	-	-	-	-	-	1.307	**1.307**
- Adquisición de interés minoritario (Nota1.1)	-	-	-	-	-	(1.307)	**(1.307)**
Saldos al 31 de diciembre de 2018	**513.255**	**4.021**	**(34.946)**	**(2.674)**	**479.656**	**-**	**479.656**

(1) Incluye la pérdida neta de VISTA por el período del 22 de marzo de 2017 (comienzo) al 3 de abril de 2018.

Las notas 1 a 35 son parte integral de estos estados financieros.

Estado de flujos de efectivo consolidado por el período del 4 de abril de 2018 al 31 de diciembre de 2018 (Sucesora) y estados de flujos de efectivo por el período del 1 de enero de 2018 al 3 de abril de 2018 y por el año terminado el 31 de diciembre de 2017 (Predecesora)
(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

	Notas	Sucesora Consolidado Período del 4 de abril de 2018 al 31 de diciembre de 2018	Predecesora Período del 1 de enero de 2018 al 3 de abril de 2018	Predecesora Año terminado el 31 de diciembre de 2017
Flujos de efectivo de las actividades de operación				
(Pérdida) / Utilidad del período/ejercicio		(26.382)	(6.649)	13.905
Ajustes para conciliar el resultado del período/ejercicio con los flujos netos de efectivo provenientes de las actividades de operación:				
Depreciaciones y agotamiento	**13**	73.975	14.513	62.522
Reversiones de pérdidas por deterioro de valor		-	-	(5.290)
Amortización de activos intangibles	**14**	797	198	755
Resultado por venta o disposición de propiedad, planta y equipos		-	(245)	(384)
Incremento/(Reversión) neta de reservas	**7/10.2**	1.664	(111)	478
Incremento neto en provisiones	**21**	1.408	2	2.566
Disminución en propiedad, planta y equipos		-	1.529	3.700
Gastos por intereses	**11.2**	15.546	(118)	(166)
Ingresos por intereses	**11.1**	(2.532)		
Descuento en la provisión de la obligación de taponamiento de pozos	**11.3**	897	233	815
Fluctuación cambiaria neta	**11.3**	(3.005)	(3.268)	(2.230)
Descuento neto de activos y pasivos a valor presente	**11.3**	2.743		
Cambios en el valor razonable de instrumentos financieros	**11.3**	(1.415)	(69)	(1.885)
Cambio en el valor razonable de títulos del promotor	**11.3**	8.860		
Gastos por pagos basados en acciones	**8**	4.021	-	-
Costos por cancelación anticipada de préstamos bancarios y otros costos financieros	**11.3**	14.474	-	-
Impuesto a la utilidad devengado		47.419	7.960	6.361
Obligación por planes de beneficios definidos devengados	**22**	368	132	134
Cambios en activos y pasivos operativos:				
Cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar		(32.945)	9.738	(15.970)
Inventarios		(10.951)	2.315	8.218
Cuentas por pagar y otras cuentas por pagar		33.760	(966)	(4.041)
Obligación por planes de beneficios definidos		(727)	(57)	(48)
Salarios y contribuciones sociales por pagar		3.659	(707)	153
Otros impuestos y regalías por pagar		9.979	(825)	75
Provisiones		551	(334)	(4.030)
Impuesto a la utilidad pagado		(16.642)	(992)	(19.771)
Flujos netos de efectivo generados en actividades operativas		**125.522**	**22.279**	**45.867**

Estado de flujos de efectivo consolidado por el período del 4 de abril de 2018 al 31 de diciembre de 2018 (Sucesora) y estados de flujos de efectivo por el período del 1 de enero de 2018 al 3 de abril de 2018 y por el año terminado el 31 de diciembre de 2017 (Predecesora) (Continuación)
(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

	Notas	Sucesora Consolidado Período del 4 de abril de 2018 al 31 de diciembre de 2018	Predecesora Período del 1 de enero de 2018 al 3 de abril de 2018	Predecesora Año terminado el 31 de diciembre de 2017
Flujos de efectivo de las actividades de inversión				
Pagos por adquisiciones de negocios netas de efectivo adquirido	**31.4**	(725.174)	-	-
Pagos por adquisiciones de propiedad, planta y equipos		(117.837)	(12.476)	(31.421)
Pagos por adquisiciones de otros activos intangibles	**14**	(31.486)	(13)	(239)
Recursos procedentes de la venta de propiedad, planta y equipos		-	245	298
Pagos por adquisiciones de otros activos financieros		16.680	(8.190)	(20.769)
Recursos procedentes de la venta de otros activos financieros		-	11.377	4.007
Recursos procedentes de intereses cobrados		567	114	1.554
Flujos netos de efectivo aplicados en actividades de inversión		**(857.250)**	**(8.943)**	**(46.570)**
Flujos de efectivo de las actividades de financiamiento				
Pago por adquisición de interés minoritario	**31.4**	(1.307)	-	-
Pago de deudas por financiamiento relacionadas con la emisión de acciones Serie A redimibles	**17.1.1**	(204.590)	-	-
Ingresos por inversión privada en capital público	**20.5**	95.000		
Pago de costos de emisión por inversión privada en acciones Serie A		(4.761)		
Pago de costos de emisión por capitalización de acciones Serie A	**20.1**	(19.500)		
Recursos procedentes de préstamos bancarios	**17.1.1**	560.000	-	-
Pago de costos de emisión de préstamos bancarios	**17.1.1**	(18.280)		
Pago de préstamos bancarios	**17.1.1**	(260.000)	-	-
Gastos por intereses de préstamos bancarios	**17.1.1**	(5.018)	-	-
Pago de dividendos		-	-	(6.733)
Flujos netos de efectivo generados/(aplicados) en actividades de financiamiento		**141.544**	**-**	**(6.733)**
(Disminución)/Aumento neto de efectivo y equivalente de efectivo		**(590.184)**	**13.335**	**(7.436)**
Efectivo y equivalente de efectivo al inicio del período/ejercicio		671.519[(1)]	2.444	7.649
Efecto de la exposición del efectivo y equivalente de efectivo a cambios en la moneda extranjera		(15.288)	1.259	2.231
(Disminución) / aumento neto de efectivo y equivalente de efectivo		(589.184)	13.335	(7.436)
Efectivo y equivalentes de efectivo al cierre del período/ejercicio		**66.047**	**17.038**	**2.444**

(1) Incluye 700 y 653.781 de efectivo y equivalentes de efectivo y efectivo y equivalentes de efectivo restringido de la entidad Sucesora, respectivamente, al 4 de abril de 2018.

Las notas 1 a 35 son parte integral de estos estados financieros.

Estado de flujos de efectivo consolidado por el período del 4 de abril de 2018 al 31 de diciembre de 2018 (Sucesora) y estados de flujos de efectivo por el período del 1 de enero de 2018 al 3 de abril de 2018 y por el año terminado el 31 de diciembre de 2017 (Predecesora) (Continuación)
(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

	Sucesora Consolidado Período del 4 de abril de 2018 al 31 de diciembre de 2018	Predecesora Período del 1 de enero de 2018 al 3 de abril de 2018	Predecesora Año terminado el 31 de diciembre de 2017
Transacciones significativas que no generaron flujo de efectivo			
Adquisición de propiedad, planta y equipos a través de un incremento en cuentas por pagar y otras cuentas por pagar	24.939	4.245	8.672
Variación del pasivo por taponamiento de pozos con cambios en propiedad, planta y equipos	11.839	-	1.290
Capitalización de Acciones Serie A	449.191	-	-
Contrato de intercambio de activos de Aguila Mora (Notas 1.1 y 29.3.5)	13.157	-	-

Las notas 1 a 35 son parte integral de estos estados financieros.

Nota 1. Información del Grupo

1.1 Información general y estructura y actividades del Grupo

Vista Oil & Gas, S.A.B. de C.V. ("VISTA", la ''Compañía'' o "el Grupo") esta organizada como una sociedad anónima bursátil de capital variable constituida el 22 de marzo de 2017, de conformidad con la legislación de México. El 28 de julio de 2017, la Compañía adoptó la forma de "Sociedad Anónima Bursátil" ("SAB").

El domicilio de la oficina principal de la Compañía se encuentra en la Ciudad de México (México), en la calle Paseo de la Reforma Nro. 243, Piso 18, Cuauhtémoc, Cuauhtémoc, Código Postal 6500.

Los principales objetivos de la Compañía son:

(i) adquirir, por cualquier medio legal, cualquier tipo de activos, acciones, participaciones en sociedades, intereses de capital o participaciones en cualquier tipo de empresas comerciales o civiles, asociaciones, sociedades, fideicomisos o cualquier tipo de entidad dentro del sector energético, o cualquier otra industria

(ii) participar como socio, accionista o inversionista en todas las empresas o entidades, ya sean comerciales, civiles, asociaciones, fideicomisos o de cualquier otra naturaleza;

(iii) emitir y colocar acciones representativas de su capital social, ya sea a través de ofertas públicas o privadas, en mercados de valores nacionales o extranjeros;

(iv) emitir o colocar títulos de suscripción de acciones, ya sea a través de ofertas públicas o privadas, en relación a las acciones que representen su capital social o cualquier otro tipo de valores, en mercados de bolsa nacionales o extranjeros; y

(v) emitir o colocar instrumentos negociables, instrumentos de deuda o cualquier otra garantía, ya sea a través de ofertas públicas o privadas, en mercados de bolsa nacionales o extranjeros

El 15 de agosto de 2017, fecha de la Oferta Pública Inicial ("OPI") en la Bolsa Mexicana de Valores, la Compañía obtuvo fondos por un monto de 650.017. La Compañía reembolsó parte de los fondos a los accionistas y usó otra parte, entre otras cosas, para financiar la Combinación de Negocios Inicial, como se describe a continuación.

Desde su fundación hasta el 4 de abril de 2018, todas las actividades de la Compañía se relacionaron con su constitución, la OPI y los esfuerzos dirigidos a detectar y consumar la Combinación de Negocios Inicial. Antes del 4 de abril de 2018, la Compañía no generó ningún ingreso operativo ni realizó ninguna transacción significativa.

El 4 de abril de 2018, la Compañía, a través de su subsidiaria mexicana Vista Holding I S.A. de C.V. ("VISTA I"), concluyó por un monto total en efectivo de 732.784 la combinación de negocios inicial (Nota 31) mediante la adquisición de los siguientes negocios en Argentina:

Adquisiciones de PELSA. Adquisición de Pampa Energía S.A. de:

(i) un 58.88% de participación accionaria en Vista Oil & Gas Argentina S.A., anteriormente conocida como Petrolera Entre Lomas S.A., ("Vista Argentina" o "Petrolera Entre Lomas, S.A." o "PELSA"), una sociedad argentina que posee una participación operativa directa del 73.15% en cada una de las concesiones de explotación petrolera de Entre Lomas ("EL"), Bajada del Palo ("BP") y Agua Amarga ("AA") ubicadas en la Cuenca Neuquina en las provincias de Neuquén y Río Negro, Argentina (las "Concesiones EL-AA-BP");

(ii) un 3,85% de participación directa en las Concesiones EL-AA-BP operadas por PELSA;

(iii) un 100% de participación en las Concesiones de Explotación de 25 de Mayo- Medanito, ubicadas en la Cuenca Neuquina en la Provincia de Río Negro, Argentina y;

(iv) un 100% de participación en las Concesiones de Explotación de Jagüel de los Machos, ubicadas en la Cuenca Neuquina en la Provincia de Río Negro, Argentina

Adquisiciones de APCO. La adquisición de Pluspetrol Resources Corporation de:

(i) un 100% de APCO Oil & Gas International, Inc. ("APCO"), que tiene el 100% APCO Sucursal Argentina y

(ii) una participación del 5% en APCO Argentina, S.A. ("APCO Argentina").

Como resultado de la combinación de negocios descripta anteriormente, la Compañía obtuvo participación en las siguientes áreas de petróleo y gas:

i. En la cuenca Neuquina:
   a. Una participación del 100% en las concesiones de explotación 25 de Mayo – Medanito SE y Jagüel de los Machos (como operador);
   b. Una participación del 100% en las concesiones de explotación de Entre Lomas, Bajada del Palo y Agua Amarga (como operador);
   c. Una participación del 55% en la concesión de explotación de Coirón Amargo Norte (“CAN”) (como operador);
   d. Una participación no operada del 45% en el lote de evaluación Coirón Amargo Sur Oeste (“CASO”) (operado por O&G Developments Ltd. S.A.);

ii. En la cuenca del Golfo San Jorge:
   a. Una participación no operadora del 16.95% en la concesión de explotación Sur Río Deseado Este (“SRDE”) (operada por Petrolera Argentina S.A., compañía controlada por Cruz Energy); y
   b. Una participación no operadora del 44% en el contrato de exploración SRDE (operado por Quintana E&P Argentina S.R.L.).

iii. En la cuenca Noroeste:
   a. Una participación del 1.5% no operadora en la concesión de explotación en Acambuco (operado por Pan American Energy).

Como resultado de las adquisiciones descriptas anteriormente, a partir del 4 de abril de 2018, la actividad principal de la Compañía es la exploración y producción de petróleo y gas (Upstream) a través de sus subsidiarias.

Adicionalmente, el 25 de abril de 2018, la Compañía a través de VISTA I completó la adquisición del interés de capital restante (0.32%) de PELSA por un monto total en efectivo de 1,307. Esta transacción fue reconocida como una adquisición de participación no controladora.

El 22 de agosto de 2018, VISTA, a través de su filial argentina APCO, firmó un contrato de cesión de derechos con O&G Developments Ltd S.A. (“O&G”) a través del cual asignó a O&G una participación del 35% en el lote de evaluación Coirón Amargo Sur Oeste ("CASO") y O&G asignó a APCO un 90% de su participación operativa en el permiso de exploración Águila Mora, ubicada en la provincia de Neuquén y en asociación con Gas y Petróleo del Neuquén S.A. (GyP). La transacción se aprobó el 30 de noviembre de 2018, por lo tanto, la participación de APCO en CASO se redujo al 10%. Como resultado de esta transacción la Compañía intercambió una propiedad de petróleo y gas y obras en curso por un monto de 23,157, y recibió obras en curso por 13,157 y un crédito por anticipos por 10,000. No se registraron ganancias ni pérdidas como resultado de esta transacción.

El 30 de octubre de 2018, VISTA a través de su subsidiaria mexicana Vista Holding II, S.A. de C.V. ("VISTA II") completó la adquisición del 50% en tres propiedades de petróleo y gas en los que Jaguar Exploración and Produción de Hidrocarburos S.A.P.I. de C.V. ("Jaguar") y Pantera Exploración y Producción, S.A.P.I. DE C.V. ("Pantera") eran licenciatarios; por un monto de 27,495 más un monto de 1,864 relacionado con el total de los gastos asignados menos el valor de hidrocarburos asignados.

Como resultado de esta transacción, que fue aprobada por la Comisión Nacional de Hidrocarburos ("CNH") el 2 de octubre de 2018, VISTA obtuvo una participación del 50% en las siguientes propiedades de petróleo y gas:

(i) CS-01 y B-10 (Cuenca del Sureste), ambos serán operados por VISTA (sujeto a la aprobación de la CNH de la transferencia de la operación que se espera obtener aproximadamente a mediados del año 2019); y
(ii) TM-01 (Cuenca Tampico-Misantla) que será operado por Jaguar.

A la fecha de estos estados financieros, la ejecución de la adenda a los acuerdos de licencia de las tres propiedades de petróleo y gas entre CNH, Jaguar, Pantera y VISTA fue ejecutada.

PELSA, APCO SAU y VISTA II serán referidos colectivamente de aquí en adelante como "Subsidiarias Operativas", las propiedades de petróleo y gas 25 de Mayo-Medanito, Jagüel de los Machos, EL, AA, BP, CAN, CASO, SRDE, CS-01, B-10 y TM-01 serán referidas colectivamente de aquí en adelante como "Propiedades de petróleo y gas", mientras que junto con VISTA, VISTA I, VISTA Holding III, S.A. de CV (VISTA III); VISTA Complemento, S.A. de C.V. (VISTA Complemento), APCO Argentina, Aluvional Infraestructura S.A. y Aluvional Logística S.A. serán designados colectivamente de aquí en adelante como el "Grupo".

1.2 Objeto de los estados financieros

Los presentes estados financieros fueron preparados para su presentación ante la Bolsa Mexicana de Valores y constituyen una traducción al idioma español de los estados financieros originalmente preparados en idioma inglés para su inclusión por parte de VISTA en una declaración de registro que se presentará ante la Comisión de Bolsa y Valores ("SEC") de los Estados Unidos de América, en relación con la oferta pública inicial prevista de la Compañía en la Bolsa de Nueva York.

Nota 2. Bases de preparación y políticas contables significativas

2.1 Bases de preparación y presentación

Los presentes estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2018 y por el período del 4 de abril de 2018 al 31 de diciembre de 2018 (Sucesora) y los estados financieros al 31 de diciembre de 2017 y al 1 de enero de 2017 y por el período del 1 de enero de 2018 al 3 de abril de 2018 y para el año terminado el 31 de diciembre de 2017 (Predecesora) (en adelante, los "estados financieros") se han preparado de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera ("NIIF") emitidas por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad ("IASB" por sus siglas en inglés). Los estados financieros de la Predecesora son el primer conjunto de estados financieros preparados de acuerdo con las NIIF emitidas por el IASB. En la Nota 2.5 se presentan los efectos de la adopción de las NIIF por parte de la empresa predecesora. En estos estados financieros se presenta un estado de situación financiera adicional al 1 de enero de 2017 debido a la adopción de las NIIF por parte de la compañía predecesora.

Los estados financieros se han preparado sobre la base del costo histórico, excepto por ciertos activos financieros y contraprestaciones contingentes que se han medido al valor razonable. Los estados financieros se presentan en dólares estadounidenses y todos los valores se redondean en miles (dólares estadounidenses 000), excepto cuando se indique lo contrario.

Considerando el propósito de la preparación de estos estados financieros, la Compañía ha presentado los estados de resultados y otros resultados integrales, de variaciones en el capital contable y de flujos de efectivo para el período del 4 de abril de 2018 al 31 de diciembre de 2018 (Sucesora) y para el período del 1 de enero de 2018 al 3 de abril de 2018 (Predecesora) con comparativos para el año completo finalizado el 31 de diciembre de 2017 (Predecesora). La Norma Internacional de Contabilidad ("NIC") 1 requiere la presentación de información comparativa con respecto al período anterior para todos los montos informados en los estados financieros del período actual con el propósito de proporcionar información que sea útil para analizar los estados financieros de una entidad. Teniendo en cuenta el propósito de la preparación de estos estados financieros, la presentación mencionada anteriormente no incluyó esa información comparativa.

Estos estados financieros han sido aprobados para su emisión por el Consejo de Administración el 29 de marzo de 2019.

En los estados financieros al 31 de diciembre de 2018 (Sucesora), al 31 de diciembre de 2017 y al 1 de enero de 2017 (Predecesora) y para el período del 4 de abril de 2018 al 31 de diciembre de 2018 (Sucesora) y para el período del 1 de enero de 2018 al 3 de abril de 2018 y para el año terminado el 31 de diciembre de 2017 (Predecesora) se consideró lo siguiente:

Presentación de la Sucesora

Los estados de resultados y otros resultados integrales, de variaciones en el capital contable y de flujos de efectivo consolidados de la Compañía Sucesora se presentan para el período del 4 de abril de 2018 al 31 de diciembre de 2018, que constan de:

(1) los resultados y otros resultados integrales consolidados de la Compañía para el período del 4 de abril de 2018 (fecha de adquisición de PELSA; 25 de Mayo-Medanito, Jagüel de los Machos y APCO - Nota 31) al 31 de diciembre, 2018 y
(2) los costos relacionados con la adquisición de esos negocios;
(3) los resultados operativos acumulados de VISTA desde el inicio hasta el 3 de abril de 2018.

Los estados financieros consolidados de la Compañía Sucesora incluyen los activos y pasivos utilizados en la operación de los negocios de la Compañía, incluidas las entidades en las que la Compañía tiene el control de acuerdo con la Nota 2.3. La Compañía Sucesora, a partir de la fecha de finalización de la Combinación de Negocios Inicial, tenía una participación del 99,68% en PELSA; 3,85% de participación directa en las propiedades de petróleo y gas operadas por PELSA; 100% de participación en las propiedades de petróleo y gas 25 de Mayo-Medanito y Jagüel de los Machos y una participación del 100% en APCO. Todos los saldos y transacciones intercompañías han sido eliminados en la consolidación.

Presentación de la Predecesora

Los estados de situación financiera se presentan para la Predecesora al 31 de diciembre de 2017 y al 1 de enero de 2017. Los estados de resultados y otros resultados integrales, de variaciones en el capital contable y de flujos de efectivo se presentan para el período predecesor del 1 de enero de 2018 al 3 de abril de 2018 y para el año terminado el 31 de diciembre de 2017. Estos períodos representan los resultados de las operaciones de PELSA y sus operaciones conjuntas (Nota 29.2) (referidas aquí como la "Compañía Predecesora").

Estos estados financieros se han derivado de los estados financieros históricos y los registros contables de PELSA después de dar efecto a la adopción de las NIIF presentadas en la Nota 2.5.

2.2 Nuevas normas de contabilidad, modificaciones e interpretaciones emitidas por el IASB, que aún no son efectivas y no han sido adoptadas anticipadamente por PELSA ni la Compañía

- NIIF 16, Arrendamientos: La NIIF 16 se emitió en enero de 2016 y sustituye la NIC 17 “Arrendamientos”, CINIIF 4 “Determinación de si un acuerdo contiene un arrendamiento”, SIC-15 “Arrendamientos operativos – Incentivos” y SIC-27 “Evaluación de la sustancia de las transacciones que involucran la forma legal de un contrato de arrendamiento”.

La NIIF 16 establece los principios para el reconocimiento, medición, presentación y divulgación de los arrendamientos y requiere que los arrendatarios tengan en cuenta todos los arrendamientos bajo un único modelo en el estado de situación financiera similar a la contabilidad para los arrendamientos financieros según la NIC 17. La norma incluye dos exenciones de reconocimiento para los arrendatarios: arrendamientos de activos de "bajo valor" (por ejemplo, computadoras personales) y arrendamientos “a corto plazo” (es decir, arrendamientos con un plazo de arrendamiento de 12 meses o menos). En la fecha de inicio de un arrendamiento, el arrendatario reconocerá un pasivo para realizar los pagos del arrendamiento (es decir, el pasivo del arrendamiento) y un activo que representa el derecho a usar el activo subyacente durante el plazo del arrendamiento (es decir, el activo con derecho de uso). Los arrendatarios deberán reconocer por separado el gasto por intereses en el pasivo por arrendamiento y el gasto por depreciación en el activo por derecho de uso del mismo.

El activo por el derecho de uso se mide inicialmente al costo y posteriormente se mide al costo (sujeto a ciertas excepciones) menos las pérdidas acumuladas de amortización y deterioro, ajustado por cualquier nueva medición del pasivo por arrendamiento. El pasivo por arrendamiento se mide inicialmente al valor actual de los pagos de arrendamiento que no se pagan en esa fecha y posteriormente se ajusta por los intereses y pagos de arrendamiento, así como al impacto de las modificaciones de arrendamiento, entre otros. Además, la clasificación de los flujos de efectivo también se verá afectada, ya que los pagos por arrendamientos operativos según la NIC 17 se presentan como flujos de efectivo operativos; mientras que bajo el modelo NIIF 16, los pagos de arrendamiento se dividirán en una parte principal y una porción de intereses y se presentarán como flujos de efectivo financiero. Los pagos de arrendamiento variables que no dependen de un índice o tasa no están incluidos en el pasivo por arrendamiento, y se seguirán presentando como flujos de efectivo operativos.

También, se requerirá que los arrendatarios vuelvan a medir el pasivo del arrendamiento cuando ocurran ciertos eventos (por ejemplo, un cambio en el plazo del arrendamiento, un cambio en los pagos de arrendamiento futuros resultantes de un cambio en un índice o tasa utilizada para determinar esos pagos). El arrendatario generalmente reconocerá el monto de la nueva medición del pasivo de arrendamiento como un ajuste al activo por derecho de uso.

La contabilidad del arrendador según la NIIF 16 se mantiene sustancialmente sin cambios respecto de la contabilidad actual según la NIC 17. Los arrendadores continuarán clasificando todos los arrendamientos utilizando el mismo principio de clasificación que en la NIC 17 y distinguiendo entre dos tipos de arrendamientos: los arrendamientos operativos y financieros.

La NIIF 16 es efectiva para los períodos anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2019. Un arrendatario puede optar por aplicar el enfoque retrospectivo completo o un enfoque retrospectivo modificado. Además, las disposiciones transitorias de la norma permiten ciertas exenciones para la aplicación inicial de la NIIF 16. La NIIF 16 requiere que los arrendatarios y los arrendadores realicen revelaciones más extensas que bajo la NIC 17.

La Compañía adoptó la NIIF 16 el 1 de enero de 2019 y aplicó el método retrospectivo modificado. La Compañía eligió usar las exenciones aplicables a la norma en los contratos de arrendamiento para los cuales los términos del arrendamiento finalizan dentro de los 12 meses desde la fecha de la aplicación inicial, y los contratos de arrendamiento para los cuales el activo subyacente es de bajo valor.

Durante 2018, la Compañía realizó una evaluación detallada del impacto de la NIIF 16 y concluyó que, a partir del 1 de enero de 2019, el pasivo por arrendamiento y el correspondiente activo de "derecho de uso" ascenderían a aproximadamente 14.500.

La información sobre los arrendamientos del Grupo actualmente clasificados como arrendamientos operativos, que no se reconocen en el estado de situación financiera, se presenta en la Nota 27.

- CINIIF 23 "Incertidumbre sobre los Tratamientos del impuesto a la utilidad": emitido en junio de 2017. Esta interpretación aclara cómo aplicar la NIC 12 cuando existe incertidumbre para determinar el impuesto a la utilidad. De acuerdo con la interpretación, una entidad debe reflejar el efecto del tratamiento fiscal incierto utilizando el método que mejor predice la resolución de la incertidumbre, ya sea a través del método del monto más probable o del valor esperado. Además, una entidad asumirá que la autoridad tributaria examinará los montos y tiene pleno conocimiento de toda la información relacionada a la evaluación de un tratamiento fiscal incierto en la determinación del impuesto a la utilidad. La interpretación se aplicará para los períodos anuales de presentación de informes que comiencen en o después del 1 de enero de 2019 y se permitirá la aplicación anticipada. La Compañía está analizando el impacto de la aplicación del CINIIF 23, sin embargo, estima que no tendrá ningún impacto material en los resultados de operaciones o la posición financiera de la Compañía.

- Modificaciones a la NIIF 9 "Características de cancelación anticipada con compensación negativa" NIIF 9 "Instrumentos financieros": Las modificaciones a la NIIF 9 aclaran que para evaluar si una característica de cancelación anticipada cumple con la condición de Solamente Pagos de Principal e Intereses ("SPPI", por sus siglas en inglés), la parte que ejerce la opción puede pagar o recibir una compensación razonable por el pago anticipado independientemente de la razón del pago anticipado. En otras palabras, las características de cancelación anticipada con compensación negativa no fallan automáticamente el SPPI. La modificación se aplica a los períodos anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2019, permitiéndose la aplicación anticipada. Existen disposiciones de transición específicas que dependen de cuándo se aplican las modificaciones por primera vez, en relación con la aplicación inicial de la NIIF 9. La Compañía está analizando el impacto de su aplicación; sin embargo, estima que no tendrá ningún impacto en el resultado de las operaciones o la posición financiera de la Compañía, ya que no tiene características de prepago.

- Modificaciones a la NIIF 10 y la NIC 28 “Venta o Contribución de Activos entre un Inversionista y su Asociada o Negocio Conjunto”: Las modificaciones abordan el conflicto entre la NIIF 10 y la NIC 28 al tratar con la pérdida de control de una subsidiaria que se vende o contribuye a una asociada o a un negocio conjunto. Adicionalmente, aclaran que la ganancia o pérdida resultante de la venta o contribución de los activos que constituyen un negocio, como se define en la NIIF 3, entre un inversor y su asociada o negocio conjunto, se reconoce en su totalidad. Sin embargo, cualquier ganancia o pérdida que resulte de la venta o contribución de activos que no constituyen un negocio, sólo se reconoce en la extensión de la participación de los inversionistas no relacionados en la asociada o inversión en asociadas. El IASB ha diferido la fecha de vigencia de estas modificaciones por tiempo indefinido, pero una entidad que adopta las modificaciones anticipadamente debe aplicarlas prospectivamente.

La Compañía aplicará estas modificaciones cuando entren en vigencia y se encuentra evaluando el impacto en sus estados financieros.

- Modificaciones a la NIC 19: “Modificación, Reducción o Liquidación del Plan de Beneficios a Empleados”.
Las modificaciones especifican que cuando se produce una modificación, reducción o liquidación del plan durante el período anual en el que se informa, se requiere que la Compañía:

- Determine el costo del servicio actual por el resto del período después de la modificación, reducción o liquidación del plan, utilizando las suposiciones actuariales empleadas para volver a medir el pasivo (activo) por prestaciones definidas neto que reflejan las prestaciones ofrecidas bajo el plan y los activos del plan después de ese evento.

• Determine el interés neto por el resto del período posterior a la modificación, reducción o liquidación del plan utilizando: el pasivo neto que refleja las prestaciones ofrecidas por el plan, los activos del plan después de ese evento y la tasa de descuento utilizada para volver a medir ese pasivo (activo) por beneficios definidos netos.

Las modificaciones también aclaran que la Compañía determina en primer lugar cualquier costo de servicio pasado, o una ganancia o pérdida en la liquidación, sin considerar el efecto de limitación de activos. Esta cantidad se reconoce en el estado de resultados. Adicionalmente, la Compañía determina el efecto de limitación de activos después de la modificación mencionada y cualquier cambio en ese efecto, excluyendo los montos incluidos en el interés neto, se reconoce en otros resultados integrales.

Las modificaciones se aplican a los cambios, reducciones o liquidaciones del plan que se produzcan en o después del comienzo del primer período anual que comienza en o después del 1 de enero de 2019, con la aplicación anticipada permitida. Estas modificaciones se aplicarán a cualquier futura modificación, reducción o liquidación de los planes del Grupo. La Compañía está analizando el impacto de su aplicación; sin embargo, estima que no tendrá ningún impacto en los resultados de operaciones o en la posición financiera.

- Mejoras a las NIIF – Período 2015-2017.

Estas mejoras incluyen:

• NIIF 3 “Combinaciones de Negocios”:

Las modificaciones aclaran que, cuando una entidad obtiene el control de un negocio que es una operación conjunta, aplica los requisitos para una combinación de negocios realizada por etapas, incluida la remedición de su participación previamente mantenida en los activos y pasivos de la operación conjunta al valor razonable. Al hacerlo, el adquirente vuelve a medir la totalidad de su participación anterior en la operación conjunta.

Una entidad aplica esas modificaciones a las combinaciones de negocios para las cuales la fecha de adquisición es en o después del comienzo del primer período de reporte anual que comienza en o después del 1 de enero de 2019, con la aplicación anticipada permitida. Estas modificaciones se aplicarán a las futuras combinaciones de negocios del Grupo.

• NIIF 11 “Acuerdos Conjuntos”:
Una compañía que participa en una operación conjunta, sin tener el control conjunto, puede obtenerlo de acuerdo a lo que se define en la NIIF 3. Estas modificaciones especifican que el interés previamente adquirido en una operación conjunta no es remedido.

Una entidad aplica esas modificaciones a las transacciones en las que obtiene el control conjunto a partir del 1 de enero de 2019, con la aplicación anticipada permitida. Estas modificaciones actualmente no son aplicables al Grupo, pero pueden aplicarse a transacciones futuras.

• NIC 12 “Impuesto a la utilidad”:
Las modificaciones aclaran que los efectos del impuesto a la utilidad sobre los dividendos están vinculadas directamente a transacciones pasadas o eventos que generaron beneficios distribuibles. Por lo tanto, la Compañía debe reconocer este resultado en el estado de resultados, otros resultados integrales o capital; según el ítem donde la Compañía reconoció originalmente esas transacciones o eventos pasados.

Las modificaciones antes mencionadas, aplican para los períodos anuales que comienzan en o después del 1 de enero de 2019, y se permite su aplicación anticipada. Cuando una entidad aplica por primera vez estas enmiendas, las aplica únicamente a las consecuencias del impuesto a la utilidad sobre los dividendos reconocidos a o después del inicio del período comparativo más temprano. Dado que la práctica actual de la Compañía está en línea con estas enmiendas, la Compañía no espera ningún efecto en sus estados financieros.

- NIC 23 Costos financieros
Las modificaciones aclaran que una entidad tratará como parte de los préstamos generales cualquier préstamo específico originalmente contraído para desarrollar un activo apto si una vez que se completaron sustancialmente todas las actividades necesarias para preparar ese activo para su uso o venta previstos, el préstamo permanece pendiente de cancelación y pasará a considerarse parte de los préstamos generales al calcular la tasa de capitalización de los mismos.

Una entidad aplica esas modificaciones a los costos por préstamos incurridos en o después del comienzo del período anual en el cual la entidad aplica esas enmiendas por primera vez. Una entidad aplica esas modificaciones para los periodos anuales que comienzan a partir del 1 de enero de 2019, permitiéndose su aplicación anticipada. Dado que la política contable de la Compañía está en línea con estas modificaciones, la Compañía no espera ningún efecto en sus estados financieros.

2.3 Bases de consolidación

Los estados financieros consolidados comprenden los estados financieros de la Compañía y sus subsidiarias.

2.3.1 Subsidiarias

Las subsidiarias son todas las entidades sobre las cuales el Grupo tiene el control, y esto sucede si y sólo si el mismo tiene:

- Poder sobre la entidad (por ejemplo, derechos actuales que le dan la capacidad de dirigir las actividades relevantes de la entidad que recibe la inversión);
- Exposición o derechos a rendimientos variables de su participación con la entidad; y
- La capacidad de usar su poder sobre la entidad para afectar sus rendimientos.

La Compañía reevalúa si controla o no una entidad participada si los hechos y las circunstancias indican que hay cambios en uno o más de los tres elementos de control mencionados anteriormente.

Cuando la Compañía tiene menos de la mayoría de los derechos de voto de una entidad participada, tiene poder sobre la entidad en la cual participa cuando los derechos de voto son suficientes para otorgarle la capacidad práctica de dirigir las actividades relevantes de la entidad en la cual se participa de manera unilateral.

La Compañía evalúa todos los hechos y circunstancias para determinar si los derechos de voto son suficientes para otorgarle poder sobre una entidad, incluyendo:

- Los derechos de voto de la Compañía en relación con el tamaño y la dispersión de las posesiones de los otros titulares de votos;
- Derechos de voto potenciales mantenidos por la Compañía, otros titulares de votos u otras partes;
- Derechos derivados de otros acuerdos contractuales; y
- Cualquier hecho y circunstancia adicional que indique que la Compañía tiene o no la capacidad de dirigir las actividades relevantes en el momento en el que se deben tomar decisiones incluidas las reuniones de votación de accionistas.

Las actividades relevantes son aquellas que afectan significativamente el desempeño de la subsidiaria, tales como la capacidad de aprobar el presupuesto operativo y de capital de una subsidiaria; la facultad de nombrar al personal clave de la administración, son decisiones que demuestran que la Compañía tiene derechos para dirigir las actividades relevantes de una subsidiaria.

Las subsidiarias se consolidan desde la fecha en que la Compañía adquiere el control sobre ellas hasta la fecha en que dicho control termina. Específicamente, los ingresos y gastos de una subsidiaria adquirida o dispuesta durante el año se incluyen en el estado de resultados y otros resultados integrales a partir de la fecha en la que la Compañía obtiene el control hasta la fecha en que la Compañía cede o pierde el control de la subsidiaria.

El método contable de adquisición es el que utiliza la Compañía para registrar las combinaciones de negocios (ver Nota 2.3.3).

Las transacciones, saldos y ganancias no realizadas entre compañías del Grupo se eliminan. Las pérdidas no realizadas también son eliminadas al menos que la transacción provea evidencia de un deterioro de los activos transferidos y cuando es necesario se realizan ajustes a los estados financieros consolidados de las subsidiarias para alinear sus políticas contables con las políticas contables de la Compañía.

La ganancia o pérdida de cada componente de otro resultado integral se atribuyen a los propietarios de la Compañía y a la participación no controladora. El resultado integral total de las subsidiarias se atribuye a los propietarios de la Compañía y a la participación no controladora, incluso si esto resulta en que la participación no controladora tenga un saldo deficitario.

La participación no controladora en los resultados y el capital de las subsidiarias se muestran por separado en el Estado consolidado de resultados y otros resultados integrales, el Estado consolidado de variaciones en el capital y el Estado consolidado de situación financiera respectivamente.

La participación en las subsidiarias mantenidas por la Compañía al final del período/ejercicio se detalla a continuación:

Nombre de la Subsidiaria	**Porcentaje de participación accionaria y poder de voto en manos de la Compañía %**			**Lugar de incorporación y operación**	**Actividad principal**
	31 de diciembre de 2018	31 de diciembre de 2017	1 de enero de 2017		
Vista Holding I, S.A. de C.V.	100%	-% (1)	-% (1)	Mexico	Inversora
Vista Holding II, S.A. de C.V.	100%	-% (1)	-% (1)	Mexico	Inversora
Vista Holding III, S.A. de C.V. (5)	100%	-%	-%	Mexico	Inversora
Vista Complemento S.A. de C.V. (5)	100%	-%	-%	Mexico	Inversora
Vista Oil and Gas Argentina S.A. (2)(3)(7)	100%	-%	-%	Argentina	Exploración y producción (4)
APCO Oil & Gas S.A.U (3)(6)(7)	100%	-%	-%	Argentina	Inversora
APCO Oil & Gas International Inc. Subsidiaria Argentina (3)	-% (6)	-%	-%	Argentina	Exploración y producción (4)
APCO Argentina, S.A. (3) (7)	100%	-%	-%	Argentina	Inversora
Aluvional Infraestructura S.A. (5)	100%	-%	-%	Argentina	Servicios
Aleph Midstream S.A. (5)	100%	-%	-%	Argentina	Servicios

(1) La entidad fue establecida en 2017, junto con VISTA. Debido al propósito y la presentación de estos estados financieros en la Nota 2.1, la entidad se incluyó en los Estados Financieros de la Sucesora.

(2) Esta es la Compañía Predecesora (Nota 2.1). Durante el tercer trimestre de 2018, PELSA cambió su nombre legal a Vista Oil & Gas Argentina S.A.

(3) Compañías adquiridas como parte de la Combinación de Negocios Inicial el 4 de abril de 2018.

(4) Se refiere a la exploración y producción de gas y petróleo.

(5) Compañías establecidas después de la Combinación de Negocios Inicial el 4 de abril de 2018

(6) El 31 de octubre de 2018, el Registro Público de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires registró la re-domiciliación de APCO Oil & Gas International de las Islas Caimán a Argentina y su cambio de nombre a "APCO Oil & Gas S.A.U." ("APCO SAU"). Como resultado, con efecto a esa fecha, (i) APCO International fue registrada como una entidad argentina; (ii) "APCO Oil & Gas S.A.U." continúa la actividad de APCO International en Argentina; y (iii) el registro de la Subsidiaria APCO Argentina ante el Registro Público se canceló y la entidad dejó de existir.

(7) Con fecha 1 de noviembre de 2018, el Consejo de Administración de Vista Argentina, APCO SAU y APCO Argentina acordó comenzar un proceso de fusión mediante el cual Vista Argentina absorberá todas las actividades y operaciones de APCO SAU y APCO Argentina, fijando como fecha efectiva de fusión el 1 de enero de 2019, por lo tanto, la administración de las sociedades fusionadas queda a cargo de Vista Argentina a partir de dicha fecha.

La participación de VISTA en los votos de las compañías subsidiarias es la misma participación que en el capital social.

Los cambios en los intereses de propiedad de la Compañía en las subsidiarias que no dan como resultado que la Compañía pierda el control sobre las subsidiarias se contabilizan como transacciones de capital.

2.3.2. Acuerdos conjuntos

De acuerdo con la NIIF 11 "Acuerdos Conjuntos", las inversiones se clasifican como operaciones conjuntas o negocios conjuntos, dependiendo de los derechos y obligaciones contractuales. PELSA y el grupo tienen operaciones conjuntas y otros acuerdos, pero no tienen negocios conjuntos.

Operaciones conjuntas

Una operación conjunta es un acuerdo conjunto mediante el cual las partes tienen derechos sobre los activos y obligaciones por los pasivos, relacionados con el acuerdo. El control conjunto existe cuando las decisiones sobre las actividades del negocio requieren el consentimiento unánime de las partes que comparten el control.

Cuando una entidad del Grupo realiza sus actividades en el marco de operaciones conjuntas, el Grupo como un operador conjunto debe reconocer en proporción a su interés en el acuerdo conjunto:

- Activos y pasivos que mantiene conjuntamente;
- Ingresos por la venta de su parte de la producción derivada de la operación conjunta;
- Su participación en los ingresos por la venta de la producción por la operación conjunta; y
- Sus gastos, incluida la parte de los gastos incurridos conjuntamente.

El Grupo contabiliza los activos, pasivos, ingresos y gastos relacionados con su participación en una operación conjunta de acuerdo con las NIIF aplicables a los activos, pasivos, ingresos y gastos particulares. Estos se han incorporado en los estados financieros en los rubros correspondientes. El interés en operaciones conjuntas y otros acuerdos se han calculado sobre la base de los últimos estados financieros o información financiera disponibles al final de cada período/ejercicio, teniendo en cuenta los eventos y transacciones posteriores significativos, así como la información de gestión disponible. Cuando sea necesario, se realizan ajustes a los estados financieros o a la información financiera para que sus políticas contables se ajusten a las políticas contables del Grupo.

Cuando el Grupo realiza transacciones con una operación conjunta en la que una entidad del Grupo es un operador conjunto (como una venta o contribución de activos), se considera que el Grupo está realizando la transacción con las otras partes de la operación conjunta, y las ganancias y pérdidas resultantes de las transacciones se reconocen en los estados financieros consolidados del Grupo solo a la atención de los intereses de las otras partes en la operación conjunta. Cuando una entidad del Grupo realiza transacciones con una operación conjunta en la que una entidad del Grupo es un operador conjunto (como una compra de activos), el Grupo no reconoce su parte de las ganancias y pérdidas hasta que revende dichos activos a un tercero.

En la Nota 29, se describen las operaciones conjuntas.

2.3.3 Combinación de negocios

El método de adquisición contable se utiliza para contabilizar todas las combinaciones de negocios, independientemente de si se adquieren instrumentos de capital u otros activos. La contraprestación transferida por las adquisiciones comprende:

i) El valor razonable de los activos transferidos;
ii) Los pasivos incurridos con los antiguos propietarios del negocio adquirido;
iii) Los intereses de capital emitidos por la Compañía;
iv) El valor razonable de cualquier activo o pasivo que resulte de un acuerdo de contraprestación contingente; y
v) El valor razonable de cualquier participación de capital preexistente en la subsidiaria.

Los activos identificables adquiridos y los pasivos contingentes asumidos en una combinación de negocios se miden inicialmente a sus valores razonables en la fecha de adquisición. El Grupo reconoce cualquier participación no controladora en la entidad adquirida sobre una base de adquisición ya sea a valor razonable o a la parte proporcional de la participación no controladora de los activos identificables netos de la entidad adquirida.

Los costos relacionados con la adquisición se registran como gastos incurridos. El valor del crédito mercantil representa el exceso de:

i) La contraprestación transferida;
ii) El importe de cualquier participación no controladora en la entidad adquirida; y
iii) El valor razonable en la fecha de adquisición de cualquier participación de capital anterior en la entidad adquirida, sobre el valor razonable de los activos netos identificables adquiridos, se registra como crédito mercantil.

Si el valor razonable de los activos netos identificables de la empresa adquirida supera esos montos, antes de reconocer una ganancia, la Compañía reevalúa si ha identificado correctamente todos los activos adquiridos y todos los pasivos asumidos, revisando los procedimientos utilizados para medir los montos que se reconocerán en la fecha de adquisición. Si la evaluación todavía resulta en un exceso del valor razonable de los activos netos adquiridos con respecto a la contraprestación total transferida, la ganancia en la compra a bajo precio se reconoce directamente en el estado de resultados y otros resultados integrales.

Cuando se aplaza la liquidación de cualquier parte de la contraprestación en efectivo, los montos a pagar en el futuro se descuentan a su valor actual en la fecha de intercambio. La tasa de descuento utilizada es la tasa de endeudamiento incremental de la entidad, siendo la tasa a la que se podría obtener un préstamo similar a partir de términos y condiciones comparables.

Cualquier contraprestación contingente se reconocerá a su valor razonable en la fecha de adquisición. La contraprestación contingente se clasifica como capital o como un pasivo financiero. Las cantidades clasificadas como un pasivo financiero se vuelven a medir a su valor razonable con cambios en el valor razonable reconocidos en el estado de resultados y otros resultados integrales. La contraprestación contingente que se clasifica como capital no se vuelve a medir, mientras que la liquidación posterior se contabiliza dentro del capital.

Cuando la Compañía adquiere un negocio, evalúa los activos financieros adquiridos y los pasivos asumidos con respecto a su clasificación y designación adecuadas de acuerdo con los términos contractuales, circunstancias económicas y condiciones pertinentes a la fecha de adquisición.

Las reservas y los recursos petroleros adquiridos que pueden medirse de manera confiable se reconocen por separado a su valor razonable en el momento de la adquisición. Otras posibles reservas, recursos y derechos, cuyos valores razonables no pueden medirse de manera confiable, no se reconocen por separado, pero se consideran parte del crédito mercantil.

Si la combinación de negocios se realiza en etapas, la fecha de adquisición del valor de participación de la empresa adquirida anteriormente se medirá a valor razonable en la fecha de adquisición. Cualquier ganancia o pérdida que surja de dicha nueva medición se reconoce en el estado de resultados y otros resultados integrales.

El Grupo tiene hasta 12 meses para finalizar la contabilización de una combinación de negocios. Cuando la misma no esté completa al final del año en que se produjo la combinación de negocios, la Compañía informa los montos provisionales.

2.3.4. Cambios en la participación

Los cambios en las participaciones del Grupo en subsidiarias, que no resultan en una pérdida de control sobre las mismas, se contabilizan como transacciones de capital. Los valores en libros de las participaciones del Grupo y de la participación no controladora se ajustan para reflejar los cambios en sus participaciones relativas en las subsidiarias. Cualquier diferencia entre el monto por el cual se ajusta la participación no controladora y el valor razonable de la contraprestación pagada o recibida se reconoce directamente en el capital y se atribuye a los propietarios de la Compañía.

Cuando el Grupo deja de consolidar o contabilizar el capital de una subsidiaria por una pérdida de control, control conjunto o influencia significativa; cualquier interés retenido en la entidad se vuelve a medir a su valor razonable con el cambio en el valor en libros reconocido en el estado de resultados y otros resultados integrales. Este valor razonable se convierte en el valor en libros inicial para los fines de contabilizar posteriormente los intereses retenidos como asociada, negocio conjunto o activo financiero. Adicionalmente, cualquier monto previamente reconocido en otro resultado integral con respecto a esa entidad se contabiliza como si el Grupo hubiera dispuesto directamente de los activos o pasivos relacionados. Esto puede significar que los montos previamente reconocidos en otros resultados integrales se reclasifican a resultados.

Si la participación en una empresa conjunta o una asociada se reduce, pero se retiene el control conjunto o la influencia significativa, solo una parte proporcional de los montos previamente reconocidos en otros resultados integrales se reclasifica a resultados.

2.4 Resumen de las políticas contables significativas

2.4.1 Información por segmento

Los segmentos operativos se informan de manera consistente con los informes internos proporcionados al Comité de Dirección Ejecutiva.

El Comité de Dirección Ejecutiva, es la máxima autoridad en la toma de decisiones, responsable de asignar recursos y establecer el desempeño de los segmentos operativos de la entidad, y ha sido identificado como el órgano que ejecuta las decisiones estratégicas de la Compañía e identificado como el Jefe de Toma de Decisiones Operativas ("CODM" por sus siglas en inglés).

2.4.2 Propiedad, planta y equipos

La propiedad, planta y equipos se mide siguiendo el modelo de costos donde, después del reconocimiento inicial del activo, el activo se valúa al costo menos la depreciación y menos cualquier pérdida por deterioro acumulada posterior.

Los costos subsecuentes se incluyen en el importe en libros del activo o se reconocen como un activo separado, según corresponda, solo cuando es probable que los beneficios económicos futuros asociados con el artículo fluyan al Grupo y el costo del bien pueda ser medido de manera confiable. Todas las demás reparaciones y mantenimientos se cargan a ganancia o pérdidas durante el período de reporte en el que se incurren.

El costo de las obras en curso cuya construcción se extenderá a lo largo del tiempo incluye, si corresponde, los costos financieros de los préstamos tomados. Cualquier ingreso obtenido por la venta de producción de valor comercial durante el período de la construcción del activo se reconoce reduciendo el costo de las obras en curso.

Las obras en curso se valúan según su grado de avance y se registran al costo, menos cualquier pérdida por deterioro, si corresponde.

Las ganancias y pérdidas en las ventas se determinan comparando los ingresos con el valor en libros.

2.4.2.1 Métodos de depreciación y vidas útiles

Las vidas útiles estimadas, los valores residuales y el método de depreciación se revisan al final de cada período de reporte, con el efecto de cualquier cambio en el estimado contabilizado de forma prospectiva. Un valor en libros del activo se reduce inmediatamente a su valor recuperable si el valor en libros del activo es mayor que su valor recuperable estimado.

El Grupo amortiza los costos de perforación aplicables a pozos productivos y pozos secos en desarrollo, los pozos productivos, la maquinaria e instalaciones en las áreas de producción de petróleo y gas de acuerdo con el método de las unidades de producción, aplicando la proporción de petróleo y gas producida a las reservas de petróleo y gas probadas y desarrolladas, según corresponde, excepto en el caso de activos cuya vida útil es menor que la vida de la reserva, en cuyo caso, se aplica el método de línea recta. El costo de adquisición de la propiedad de petróleo y gas se amortiza aplicando la proporción de petróleo y gas producido al total estimado de las reservas probadas de petróleo y gas. Los costos de adquisición de propiedades con reservas no probadas y los recursos no convencionales, se valúan al costo, y la recuperabilidad se evalúa periódicamente, con base en estimaciones geológicas y de ingeniería de las reservas y recursos que se esperan que se prueben durante la vida de cada concesión y no se deprecian.

Los costos capitalizados relacionados con la adquisición de propiedades y la extensión de concesiones con reservas probadas se han depreciado por campo sobre una base de unidad de producción al aplicar la proporción de petróleo y gas producido a las reservas probadas de petróleo y gas estimadas.

Las instalaciones de producción (incluyendo cualquier componente identificable significativo) se deprecian bajo el método de unidad de producción considerando el desarrollo probado de reservas.

Los elementos restantes de propiedad, planta y equipos del Grupo (incluido cualquier componente identificable significativo) se deprecian por el método de línea recta en función de las vidas útiles estimadas, como se detalla a continuación.

Los terrenos no se deprecian.

La vida útil de los activos no relacionados con las actividades antes mencionadas se estima de la siguiente manera:

Edificios	50 años
Vehículos	5 años
Maquinarias e instalaciones	10 años
Equipamiento de computación	3 años
Muebles	10 años

2.4.2.2 Activos para la exploración de petróleo y gas

El Grupo utiliza el método del esfuerzo exitoso para contabilizar sus actividades de exploración y producción de petróleo y gas.

Este método implica la capitalización de: (i) el costo de adquisición de propiedades en áreas de exploración y producción de petróleo y gas; (ii) el costo de perforación y equipamiento de pozos exploratorios que resultan en el descubrimiento de reservas comercialmente recuperables; (iii) el costo de perforación y equipamiento de los pozos de desarrollo; y (iv) las obligaciones estimadas de retiro de activos.

La actividad de exploración y evaluación implica la búsqueda de recursos de hidrocarburos, la determinación de su factibilidad técnica y la evaluación de la viabilidad comercial de un recurso identificado.

De acuerdo con el método contable de esfuerzo exitoso; los costos de exploración tales como los costos Geológicos y Geofísicos ("G&G"), excluyendo los costos de los pozos exploratorios y 3D sísmico en las concesiones de explotación, se cargan a los gastos durante el período en que se incurren.

Una vez que se ha adquirido el derecho legal para explorar, los costos directamente asociados con un pozo de exploración se capitalizan como activos intangibles de exploración y evaluación hasta que se completa el pozo y se evalúan los resultados. Estos costos incluyen la compensación a los empleados directamente atribuibles; los materiales y el combustible utilizados; los costos de perforación; así como los pagos realizados a los contratistas.

Los costos de perforación de los pozos exploratorios se capitalizan hasta que se determina que existen reservas probadas y justifican el desarrollo comercial. Si no se encuentran reservas, dichos costos de perforación se cargan como gastos en un pozo improductivo. Ocasionalmente, un pozo exploratorio puede determinar la existencia de reservas de petróleo y gas, pero no pueden clasificarse como probadas cuando se completa la perforación, sujeto a una actividad de evaluación adicional (por ejemplo, la perforación de pozos adicionales), pero es probable que se puedan desarrollar comercialmente. En esos casos, dichos costos continúan siendo capitalizados en la medida en que el pozo ha permitido determinar la existencia de reservas suficientes para justificar su finalización como un pozo de producción y la Compañía está realizando un progreso suficiente en la evaluación de la viabilidad económica y operativa del proyecto.

Todos estos costos capitalizados están sujetos a una revisión técnica, comercial y administrativa, así como a una revisión de los indicadores de deterioro por lo menos una vez al año, lo que sirve para confirmar la intención continua de desarrollar o de otro modo extraer valor del descubrimiento. Cuando este ya no es el caso, los costos son cargados como gastos.

Cuando se identifican las reservas de petróleo y gas como probadas y la administración aprueba la puesta en marcha, el gasto capitalizado correspondiente se evalúa primero en términos de su deterioro y (si es necesario) se reconoce cualquier pérdida debida al deterioro; entonces el saldo restante se transfiere a las propiedades de petróleo y gas. Con la excepción de los costos de licencia, no se realiza amortización a resultados durante la fase de exploración y evaluación.

Las obligaciones de abandono y taponamiento de pozos estimadas iniciales en áreas de hidrocarburos, descontadas a una tasa ajustada por riesgo, se capitalizan en el costo de los activos y se amortizan utilizando el método de unidades de producción. Adicionalmente, se reconoce un pasivo por el valor estimado de los montos a pagar descontados. Los cambios en la medición de estas obligaciones como consecuencia de cambios en el tiempo estimado; el costo o la tasa de descuento, se agregan o se deducen del costo del activo relacionado. Si una disminución en el pasivo excede el valor en libros del activo, el exceso se reconoce inmediatamente en los resultados del ejercicio.

En el caso de intercambio de activos (swaps) que involucran propiedades de petróleo y gas no probadas, el mismo se contabiliza al valor en libros del activo entregado y no se reconoce ninguna ganancia o pérdida.

2.4.2.3 Derechos y Concesiones

Los derechos y las concesiones son registradas como parte de propiedad, planta y equipo y se amortizan en función de las unidades de producción sobre el total de las reservas probadas desarrolladas y no desarrolladas del área correspondiente. El cálculo de la tasa de unidades de producción para la depreciación / amortización de los costos de desarrollo toma en cuenta los gastos incurridos hasta la fecha, junto con los gastos de desarrollo futuros autorizados.

2.4.3 Activos intangibles

2.4.3.1 Crédito mercantil

El crédito mercantil es el resultado de la adquisición de negocios y representa el exceso del costo de adquisición sobre el valor razonable de los activos netos adquiridos. Después del reconocimiento inicial, el crédito mercantil se mide al costo menos las pérdidas por deterioro acumuladas.

A efectos de las pruebas de deterioro, el crédito mercantil se asigna a partir de la fecha de adquisición a cada una de las unidades generadoras de efectivo ("UGE"), las cuales representan el nivel más bajo dentro de la Compañía en la cual se monitorea el crédito mercantil para fines de gestión interna.

Cuando el crédito mercantil es parte de una unidad generadora de efectivo y se elimina parte de la operación dentro de esa unidad, el mismo asociado con la operación eliminada se incluye en el importe en libros de la operación cuando se determina la ganancia o pérdida. El crédito mercantil transferido en estas circunstancias se mide en función de los valores relativos de la unidad generadora de efectivo dispuesta.

2.4.4 Deterioro de activos no financieros

Otros activos no financieros con vida útil definida se someten a pruebas de deterioro cuando eventos o cambios en las circunstancias indican que el valor en libros puede no ser recuperable. Se reconoce una pérdida por deterioro del valor por el cual el valor en libros del activo excede su valor recuperable. El monto recuperable es el mayor entre el valor razonable de un activo menos los costos de disposición y el valor de uso. Con el fin de evaluar el deterioro, los activos se agrupan en los niveles más bajos para los cuales existen flujos de efectivo identificables por separado, que son en gran medida independientes de las entradas de efectivo de otros activos o grupos de activos UGE (Unidades Generadoras de Efectivo). Los activos no financieros que han sido amortizados son revisados para una posible reversión del deterioro al final de cada periodo de reporte.

2.4.5 Conversión de moneda extranjera

2.4.5.1 Moneda funcional y de presentación.

La moneda funcional para la Compañía, cada una de sus subsidiarias y la Predecesora es la moneda del entorno económico primario en el que opera cada entidad. La moneda funcional de cada una de las entidades es el dólar estadounidense, que es la moneda de presentación del Grupo. La determinación de la moneda funcional puede involucrar ciertos juicios para identificar el entorno económico primario y la entidad matriz reconsidera la moneda funcional de sus entidades si hay un cambio en las condiciones que sea determinante para el entorno económico primario.

2.4.5.2 Transacciones y saldos

Las transacciones en moneda extranjera se convierten a la moneda funcional utilizando los tipos de cambio de la fecha de la transacción. Las ganancias y pérdidas en divisas resultantes de la liquidación de cualquier transacción y de la conversión al tipo de cambio de cierre de los activos y pasivos monetarios denominados en monedas extranjeras se reconocen en el estado de resultados y otros resultados integrales, a menos que se hayan capitalizado.

Los tipos de cambio utilizados al final de cada período de reporte son la tasa de venta de cierre para activos y pasivos monetarios y la tasa de cambio de venta transaccional para transacciones en moneda extranjera.

2.4.6 Instrumentos financieros

2.4.6.1 Otros activos financieros

2.4.6.1.1 Clasificación

2.4.6.1.1.1 Activos financieros a costo amortizado

Los activos financieros se clasifican y se miden al costo amortizado solo si se cumplen los siguientes criterios:

i. el objetivo del modelo de negocios del Grupo es mantener el activo para cobrar los flujos de efectivo contractuales;
ii. los términos contractuales, en fechas específicas, tienen flujos de efectivo que son únicamente pagos del principal e intereses sobre el principal pendiente.

2.4.6.1.1.2 Activos financieros a valor razonable.

Si alguno de los criterios mencionados anteriormente no se ha cumplido, el activo financiero se clasifica y mide a valor razonable con cambios en el estado de resultados y otros resultados integrales ("FVTPL" por sus siglas en inglés).

Todas las inversiones en instrumentos de capital se miden a valor razonable. Para las inversiones de capital que no se mantienen para negociación, el Grupo puede elegir irrevocablemente en el momento del reconocimiento inicial, presentar los cambios en el valor razonable a través de otro resultado integral ("FVTOCI" por sus siglas en inglés). Al 31 de diciembre de 2018 y 2017 la Compañía no tiene ninguna inversión de capital.

2.4.6.1.2 Reconocimiento y medición

En el reconocimiento inicial, el Grupo mide un activo financiero a su valor razonable más, en el caso de un activo financiero que no se encuentra a valor razonable con cambios en resultados, los costos de transacción que son directamente atribuibles a la adquisición del activo financiero.

Una ganancia o pérdida en una inversión de deuda que se mide posteriormente al valor razonable y no forma parte de una relación de cobertura se reconoce en el estado de resultados y otros resultados integrales. Una ganancia o pérdida en una inversión de deuda que posteriormente se mide al costo amortizado y no forma parte de una relación de cobertura se reconoce en el estado de resultados y otros resultados integrales cuando el activo financiero es dado de baja o deteriorado y mediante el proceso de amortización utilizando el método de tasa de interés efectiva.

La Compañía reclasifica los activos financieros si y solo si se modifica su modelo de negocios para administrar los mismos.

Cuentas por cobrar y otras cuentas

Las cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar se reconocen a su valor razonable y, posteriormente, se miden al costo amortizado, utilizando el método de interés efectivo, menos la provisión para pérdidas por crédito esperadas, si corresponde.
Las cuentas por cobrar que surgen de los servicios prestados y/o los hidrocarburos entregados, pero no facturados a la fecha de cierre de cada período de reporte se reconocen a su valor razonable y posteriormente se miden al costo amortizado utilizando el método de la tasa de interés efectiva.

En su caso, las deducciones por créditos fiscales esperadas se han reconocido sobre la base de estimaciones sobre su imposibilidad de cobro dentro de su período de limitación legal.

2.4.6.1.3 Deterioro de activos financieros

El Grupo reconoce una reserva para pérdidas crediticias esperadas ("ECL" por sus siglas en inglés) para todos los instrumentos de deuda que no se mantienen a valor razonable con cambios en resultados. Las ECL se basan en la diferencia entre los flujos de efectivo contractuales debidos y todos los flujos de efectivo que del Grupo espera recibir, descontados a una aproximación de la tasa de interés efectiva original.

Para las cuentas por cobrar y otras cuentas, el Grupo aplica un enfoque simplificado en el cálculo de ECL. Por lo tanto, el Grupo no realiza un seguimiento de los cambios en el riesgo de crédito, sino que reconoce una reserva para pérdidas basada en las ECL en cada fecha de reporte. El Grupo analiza a cada uno de sus clientes considerando su experiencia histórica de pérdida de crédito, ajustada por factores prospectivos específicos para el deudor y el entorno económico.

El Grupo siempre mide la reserva para pérdidas por cuentas por cobrar y otras cuentas por un importe igual a ECL. Las pérdidas crediticias esperadas en las cuentas por cobrar y otras cuentas se estiman caso por caso en función de la experiencia de incumplimiento del deudor y un análisis de la situación financiera actual del deudor, ajustada por factores que son específicos de los deudores, condiciones económicas generales de la industria en la que operan los deudores y una evaluación actual y un pronóstico de la dirección de las condiciones en la fecha de reporte.

El Grupo reconoce el deterioro de un activo financiero cuando los pagos contractuales están vencidos a más de 90 días o bien cuando la información interna o externa indica que es poco probable que reciba los montos contractuales pendientes. Un activo financiero se da de baja cuando no hay una expectativa razonable de recuperar los flujos de efectivo contractuales.

Las ECL, cuando corresponda, se proporcionan para pérdidas crediticias por incumplimientos que son posibles dentro de los próximos 12 meses (una ECL de 12 meses). Para aquellas exposiciones crediticias para las cuales ha habido un aumento significativo en el riesgo crediticio desde el reconocimiento inicial, se requiere una reserva para pérdidas por las pérdidas crediticias esperadas durante la vida restante de la exposición, independientemente del momento del incumplimiento.

2.4.6.1.4 Compensación de instrumentos financieros

Los activos y pasivos financieros se exponen separados en el estado de situación financiera a menos que se cumplan los dos criterios siguientes: El Grupo tiene un derecho exigible legalmente compensable con otros pasivos reconocidos; y el Grupo pretende liquidar sobre una base neta o realizar el activo y liquidar el pasivo simultáneamente. Un derecho de compensación es aquel que tiene el Grupo para liquidar un importe a pagar a un acreedor aplicando contra él un importe a cobrar de la misma contraparte.

La jurisdicción y las leyes aplicables a las relaciones entre las partes se consideran a la hora de evaluar si existe un derecho vigente legamente exigible a la compensación.

2.4.6.2 Pasivos financieros e instrumentos de capital

2.4.6.2.1 Clasificación como deuda o capital.

Los instrumentos de deuda y capital emitidos por una entidad del Grupo se clasifican como pasivos financieros o capital de acuerdo a la naturaleza del contrato y de la definición de pasivos financieros e instrumentos de capital.

Para emitir un número variable de acciones, un acuerdo contractual se clasifica como un pasivo financiero y se mide a valor razonable. Los cambios en el valor razonable se reconocen en el estado de resultados y otros resultados integrales consolidado.

2.4.6.2.2 Instrumentos de capital

Un instrumento de capital es cualquier contrato que evidencia una participación en los activos netos de una entidad, y se reconocen en los ingresos recibidos, netos de los costos directos de emisión.

2.4.6.2.3 Instrumentos compuestos

Las partes componentes de los instrumentos compuestos (obligaciones negociables) emitidos por la Compañía se clasifican por separado como pasivos financieros e instrumentos de capital de acuerdo con la sustancia de los acuerdos contractuales y las definiciones de un pasivo financiero y un instrumento de capital. Un instrumento de capital es una opción de conversión que se liquidará mediante el intercambio de una cantidad fija de efectivo u otro activo financiero por un número fijo de los instrumentos de capital propios de la Compañía.

A la fecha de estos estados financieros, el valor razonable del componente del pasivo, si lo hubiera, se estima utilizando la tasa de interés de mercado prevaleciente para instrumentos no convertibles similares. Esta cantidad se registra como un pasivo sobre una base de costo amortizado utilizando el método de interés efectivo hasta que se extinga al momento de la conversión o en la fecha de vencimiento del instrumento.

Una opción de conversión clasificada como capital se determina deduciendo el monto del componente del pasivo del valor razonable del instrumento compuesto en su totalidad. Esto se reconoce e incluye en el capital, neto de los efectos del impuesto a la utilidad, y no se vuelve a medir posteriormente. Además, la opción de conversión clasificada como instrumento de capital permanecerá en el capital hasta que se ejerza la opción de conversión, en cuyo caso, el saldo reconocido en el capital se transferirá a otra cuenta de capital. Cuando la opción de conversión no se ejerza en la fecha de vencimiento de las obligaciones negociables, el saldo reconocido en el capital se transferirá a las ganancias acumuladas. No se reconoce ninguna ganancia o pérdida en resultados luego de la conversión o vencimiento de la opción de conversión.

Los costos de transacción relacionados con la emisión de las obligaciones negociables se asignan a los componentes de pasivo y capital en proporción a la asignación de los ingresos brutos. Los costos de transacción relacionados con el componente de capital se reconocen directamente en el capital. Los costos de transacción relacionados con el componente de pasivo se incluyen en el importe en libros del componente de pasivo y se amortizan durante la vida de las obligaciones negociables utilizando el método de interés efectivo.

Acciones Serie A reembolsables

Después del reconocimiento inicial, los fondos recibidos de las acciones Serie A, netos de los gastos de oferta, se miden posteriormente a su costo amortizado utilizando el método de la tasa de interés efectiva. Las ganancias y pérdidas se reconocen en el estado de resultados y otros resultados integrales cuando los pasivos se dan de baja.

El costo amortizado se calcula teniendo en cuenta cualquier descuento o prima en la adquisición, así como las comisiones o costos que son parte integral del método de la tasa de interés efectiva. La amortización basada en el método de la tasa de interés efectiva se incluye dentro de los costos financieros.

2.4.6.2.4 Pasivos financieros

Todos los pasivos financieros se reconocen inicialmente a su valor razonable y posteriormente se miden al costo amortizado utilizando el método de interés efectivo o al valor razonable con impacto en resultados (valor razonable con cambios en resultados por sus siglas en inglés). Los préstamos se reconocen inicialmente a su valor razonable, neto de los costos de transacción incurridos.

Los pasivos financieros que no son 1) contraprestación contingente de una adquirente en una combinación de negocios, 2) operaciones mantenidas para fines comerciales o 3) designados como a valor razonable con cambios en resultados, se miden posteriormente al costo amortizado utilizando el método de interés efectivo.

PELSA no tenía ningún pasivo financiero medido en valor razonable con cambios en resultados al 31 de diciembre de 2017 ni al 1 de enero de 2017. El Grupo no tenía ningún pasivo financiero medido a valor razonable con cambios en resultados al 31 de diciembre de 2018.

El método de interés efectivo es un método para calcular el costo amortizado de un pasivo financiero y para asignar gastos de intereses durante el período relevante. La tasa de interés efectiva es la tasa que descuenta exactamente los pagos futuros en efectivo estimados (incluidas todas las comisiones y los puntos pagados o recibidos que forman parte integral de la tasa de interés efectiva, los costos de transacción y otras primas o descuentos) a lo largo de la vida esperada del pasivo financiero, o (cuando sea apropiado) un período más corto, al costo amortizado de un pasivo financiero.

Los préstamos se clasifican como pasivos corrientes a menos que la Compañía tenga el derecho incondicional de diferir la liquidación del pasivo por al menos 12 meses después del período del informe.

2.4.6.2.5 Cancelación de pasivos financieros

El Grupo reconoce la cancelación de los pasivos financieros cuando sus obligaciones se liberan, cancelan o expiran. La diferencia entre el importe en libros de dicho pasivo financiero y la contraprestación pagada, se reconoce en el estado de resultados y otros resultados integrales.

Cuando un pasivo financiero existente se reemplaza por otro en términos sustancialmente diferentes; o bien los términos de un pasivo existente se modifican significativamente, dicho intercambio o modificación se trata como una baja del pasivo original y el reconocimiento de un nuevo pasivo. La diferencia en los valores contables respectivos se reconoce en el estado de resultados y otros resultados integrales.

2.4.7 Reconocimiento de ingresos por contratos con clientes y otros ingresos

2.4.7.1 Ingresos por contratos con clientes

Los ingresos por contratos con clientes que surgen de la venta de petróleo crudo, gas natural y gas licuado de petróleo se reconocen en el momento en el que el control de los bienes se transfiere al cliente generalmente al momento de la entrega del inventario. Los ingresos por contratos con clientes se reconocen por un monto que refleja la contraprestación a la que el Grupo espera tener derecho a cambio de esos bienes. El plazo normal de crédito es de 30 a 45 días después de la entrega. El Grupo ha llegado a la conclusión de que actúa como principal en sus acuerdos de ingresos porque normalmente controla los bienes o servicios antes de transferirlos al cliente.

Los ingresos provenientes de la producción de petróleo y gas natural de los acuerdos conjuntos en que PELSA o la Compañía participa se reconocen cuando se perfeccionan las ventas a clientes y los costos de producción serán devengados o diferidos para reflejar las diferencias entre los volúmenes tomados y vendidos a los clientes y el porcentaje de participación contractual resultante del acuerdo conjunto.

Sobre la base del análisis de ingresos realizado por la Gerencia del Grupo, la Nota 5 se ha desglosado por (i) tipo de producto y (ii) canales de venta. Todos los ingresos de la Compañía se reconocen en un momento determinado.

2.4.7.2 Saldos contractuales

Activos contractuales

Un activo contractual es el derecho a una contraprestación a cambio de bienes o servicios transferidos al cliente. En caso de que la transferencia de bienes o servicios se realice antes de recibir el pago y/o la contraprestación acordada, se reconoce un activo contractual por la contraprestación recibida. Al 31 de diciembre de 2018, 31 de diciembre de 2017 y 1 de enero de 2017, ni la Compañía ni la Predecesora tenían activos contractuales.

Cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar

Una cuenta por cobrar representa el derecho del Grupo a recibir una contraprestación que es incondicional; es decir, sólo se requiere el paso del tiempo antes de la fecha de vencimiento del pago de la contraprestación. (Ver Nota 2.4.6.1.).

Pasivos contractuales

Un pasivo contractual es la obligación de transferir bienes o servicios a un cliente por el cual el Grupo ha recibido una contraprestación. Si un cliente paga una contraprestación antes de que el Grupo transfiera bienes o servicios, se reconoce un pasivo contractual. Cuando el Grupo se desempeña conforme al contrato, los pasivos se reconocen como ingresos. Al 31 de diciembre de 2018, 31 de diciembre de 2017 y 1 de enero de 2017, ni la Compañía ni la Predecesora tenían pasivos contractuales.

2.4.7.3 Otros ingresos/gastos operativos – Subsidios del gobierno - Reconocimiento de la compensación por inyección de gas excedente y canon extraordinario

Los subsidios del gobierno se reconocen a su valor razonable cuando existe una seguridad razonable de que el subsidio se recibirá y el Grupo cumplirá con todas las condiciones necesarias. No hay condiciones no cumplidas u otras contingencias vinculadas a los siguientes subsidios.

El reconocimiento de ingresos por la inyección de gas excedente está bajo el alcance de la NIC 20, ya que implica una compensación como resultado del aumento de producción comprometido. Este elemento se ha expuesto en "Compensación de inyección de gas excedente", en "Otros ingresos operativos", en el estado de resultados y otros resultados integrales. Además, los pagos de impuestos relacionados con el programa se han revelado en "Canon extraordinario", en "Otros gastos operativos", en el estado de resultados y otros ingresos integrales.

El Grupo no se benefició directamente de ninguna otra forma de asistencia gubernamental.

2.4.7.4 Ingresos por intereses

Los ingresos por intereses se reconocen utilizando el método de interés efectivo. Cuando una cuenta por cobrar tiene pérdidas por deterioro, el Grupo reduce el importe en libros a su importe recuperable, siendo el flujo de efectivo futuro estimado descontado con la tasa de interés efectiva original del instrumento, y continúa compensando el descuento como ingreso por intereses. Los ingresos por intereses sobre créditos vencidos se reconocen utilizando la tasa de interés efectiva original.

2.4.8 Inventarios

Los inventarios se componen de existencias de petróleo crudo, materias primas y materiales y repuestos, como se describe a continuación.

Los inventarios se presentan al menor entre el costo y el valor neto de realización. El costo de los inventarios incluye los gastos incurridos en la producción y otros costos necesarios para llevarlos a su ubicación y condición existentes. El costo de los materiales y repuestos se determina utilizando el método de Primeras Entradas – Primeras Salidas.

El valor neto de realización es el precio de venta estimado en el curso ordinario del negocio menos los costos directos estimados para realizar la venta.

La evaluación del valor recuperable de estos activos se realiza en cada fecha de reporte, y la pérdida resultante se reconoce en el estado de resultados y otros resultados integrales cuando los inventarios están sobrevaluados.

La parte de materiales y piezas de repuestos importantes y el equipo de mantenimiento permanente existentes que la Compañía espera utilizar durante más de un período, así como las que sólo pudieran ser utilizadas con relación a un elemento de propiedad, planta y equipos se incluye en la sesión de "Propiedades, planta y equipos".

2.4.9 Efectivo y equivalentes de efectivo

Para efectos de presentación del estado de flujos de efectivo, el efectivo y los equivalentes de efectivo incluyen la caja disponible, los depósitos a la vista mantenidos en instituciones financieras y otras inversiones a corto plazo de gran liquidez; con vencimientos originales de tres meses o menos, fácilmente convertibles a efectivo y que están sujetas a un riesgo insignificante de cambios en el valor.

En caso de existir sobregiros bancarios, los mismos se exponen dentro de los préstamos corrientes en el estado de situación financiera. Los mismos no se revelan en el estado de flujos de efectivo ya que no forman parte de las disponibilidades de la Compañía.

2.4.10 Capital contable

Los movimientos de capital se han contabilizado de acuerdo con las decisiones de la Compañía y las normas legales o reglamentarias.

a. Capital social

El capital social representa el capital compuesto por las contribuciones que realizaron los accionistas. El mismo, está representado por acciones en circulación a valor nominal. Las acciones ordinarias se clasifican como capital.

b. Reserva legal

Para VISTA, la Compañía sucesora, de acuerdo con la Ley de Sociedades Mercantiles Mexicanas, debe asignar al menos el 5% de la ganancia neta del año para aumentar la reserva legal hasta que alcance el 20% del capital social. Dado que la Compañía no tuvo ganancias por los períodos finalizados el 31 de diciembre de 2018 y 2017, la Compañía no ha creado esta reserva.

Para PELSA, la compañía predecesora, de acuerdo con la Ley de Sociedades Comerciales Núm. 19.550, el cinco por ciento de la ganancia que se deriva del estado de resultados del año, los ajustes de años anteriores, las cantidades transferidas de otros resultados integrales y las pérdidas acumuladas de años anteriores en pesos argentinos ("ARS") y según los principios contables generalmente aceptados en Argentina ("NCA") deben asignarse a una reserva legal hasta que dicha reserva alcance el 20% del capital social de PELSA. Cuando, por cualquier motivo, esta reserva sea inferior al cinco por ciento, los dividendos no podrán distribuirse, hasta su reintegro. Al 31 de diciembre de 2017 y al 1 de enero de 2017, la Compañía Predecesora tenía 7.523 correspondientes a esta reserva.

c. Reserva facultativa

Esta reserva es el resultado de una asignación realizada por la Asamblea de Accionistas, mediante la cual se reserva un monto específico para cubrir las necesidades de financiamiento de los proyectos y las situaciones asociadas con las políticas de la Compañía.

Para PELSA, de conformidad con las disposiciones de la Resolución General Nº 7/2015 y las modificaciones realizadas por la Inspección General de Justicia ("IGJ"), la Asamblea General Ordinaria de Accionistas celebrada el 19 de mayo de 2017 resolvió asignar a un destino específico a las ganancias acumuladas al 1 de enero de 2017.

d. Resultados acumulados (Pérdidas acumuladas)

Los resultados acumulados comprenden las ganancias o pérdidas acumuladas sin una asignación específica. Las mismas pueden ser distribuibles como dividendos por decisión de la Compañía, siempre y cuando no estén sujetas a restricciones legales. Los resultados acumulados comprenden ganancias de años anteriores que no fueron distribuidas, o pérdidas, las cantidades transferidas de otros resultados integrales y los ajustes de años anteriores.

De manera similar, a los efectos de las reducciones de capital, estas distribuciones estarán sujetas a la determinación del impuesto a la utilidad de acuerdo con la tasa aplicable, a excepción del capital social contribuido recalculado o si estas distribuciones provienen de la cuenta del beneficio fiscal neto (“CUFIN”).

El déficit acumulado que se muestra en el estado de variaciones en el capital contable de la Compañía Sucesora al 4 de abril de 2018 incluye la pérdida neta de VISTA para el período del 22 de marzo de 2017 (inicio) al 3 de abril de 2018, principalmente relacionados con gastos administrativos y gastos relacionados con la oferta pública inicial realizada en la Bolsa de Valores Mexicana.

Para las subsidiarias argentinas, incluyendo PELSA, de acuerdo con la Ley No. 25,063, los dividendos distribuidos en efectivo o en especie, en exceso de las ganancias fiscales acumuladas al cierre del año fiscal inmediatamente anterior a la fecha de pago o distribución, estaban sujetos a una retención del 35% en concepto de impuesto por pago único y definitivo.

La sanción de la Ley No. 27,430, publicada el 29 de diciembre de 2017 (Ver Nota 32), eliminó esta retención de impuestos sobre los dividendos para las nuevas ganancias generadas por los años fiscales que comenzaron a partir del 1 de enero de 2018. Esa ley lo reemplaza con una retención de 7% para los años fiscales 2018 y 2019 y 13% para los años fiscales subsiguientes, sobre dividendos distribuidos por compañías de capital a favor de sus accionistas, cuando son personas físicas o sucesiones indivisas residentes de Argentina o beneficiarios que residen en el exterior de Argentina.

e. Otros resultados integrales

Incluye ganancias y pérdidas actuariales para planes de beneficios definidos y el efecto fiscal relacionado.

f. Distribución de dividendos

La distribución de dividendos a los accionistas de la Compañía se reconoce como un pasivo en los estados financieros en el año en que los dividendos son aprobados por la Asamblea de Accionistas. La distribución de dividendos se realiza en base a los estados financieros individuales de la Compañía.

La Compañía no podrá pagar dividendos hasta que (i) las ganancias futuras absorban las pérdidas acumuladas (ii) las restricciones impuestas por el contrato de crédito se liberan, como se indica en la Nota 17.2.

2.4.11 Beneficios para empleados

2.4.11.1 Obligaciones a corto plazo

Los pasivos por sueldos y salarios, incluidos los beneficios no monetarios que se esperan liquidar en su totalidad dentro de los 12 meses posteriores al final del período en que los empleados prestan el servicio relacionado, se reconocen con respecto a los servicios de los empleados hasta el final del periodo y se miden a los montos que se espera pagar cuando se liquiden los pasivos. Los mismos se exponen en la línea de "Salarios y contribuciones sociales por pagar corrientes" en el estado de situación financiera.

Los costos relacionados con las ausencias compensadas, como las vacaciones, se reconocen a medida que se devengan.

En México, la participación en los beneficios de los empleados se paga a los empleados calificados del Grupo. La ganancia de los empleados en México se calcula utilizando el mismo ingreso imponible para el impuesto a la utilidad, excepto por lo siguiente:

i) Ni las pérdidas fiscales de años anteriores ni la participación en los beneficios pagados a los empleados durante el año son deducibles.

ii) Los pagos exentos de impuestos para los empleados son totalmente deducibles en el cálculo de la participación en los beneficios de los empleados.

2.4.11.2 Plan de beneficios definidos

Los pasivos por costos laborales se acumulan en los períodos en que los empleados prestan los servicios que originan la contraprestación.

El costo de los planes de beneficios definidos se reconoce periódicamente de acuerdo con las contribuciones realizadas por la Compañía.

Adicionalmente, la Compañía y su Predecesora operan un plan de beneficios definidos descripto en la Nota 22. Los planes de beneficios definidos corresponden a una cantidad de prestaciones de pensión que un empleado recibirá al jubilarse, dependiendo de uno o más factores, como la edad, los años de servicio y la compensación. De acuerdo con las condiciones establecidas en cada plan, el beneficio puede consistir en un pago único o en pagos complementarios a los que realiza el sistema de pensiones.

El pasivo por beneficios definidos reconocido en el estado de situación financiera es el valor actual de la obligación por prestaciones definidas neta del valor razonable de los activos del plan, en caso de corresponder. La obligación de beneficio definido se calcula anualmente por actuarios independientes utilizando el método de la unidad de crédito proyectada. El valor actual de la obligación por prestaciones definidas se determina descontando las salidas futuras de efectivo estimadas utilizando suposiciones actuariales futuras sobre las variables demográficas y financieras que afectan la determinación del monto de dichas prestaciones.

Las ganancias y pérdidas actuariales derivadas por los cambios en los supuestos actuariales se reconocen en otros resultados integrales en el período en que surgen y los costos de servicios pasados se reconocen inmediatamente en el estado de resultados consolidado y otros resultados integrales.

2.4.12 Costos financieros

Los costos financieros, ya sean generales o específicos, directamente atribuibles a la adquisición, construcción o producción de activos que necesariamente requieren de un período prolongado de tiempo para el uso esperado o para su venta, son incorporados al costo de dichos activos hasta el momento en que los mismos están preparados para el uso esperado o en las condiciones necesarias para su venta.

Los ingresos devengados por inversiones temporarias de préstamos específicos se deducen de los costos financieros que reúnen las condiciones para su capitalización.

Otros costos financieros se contabilizan en el período en que se incurren.

Durante el período del 4 de abril de 2018 al 31 de diciembre de 2018, del 1 de enero de 2018 al 3 de abril de 2018 y para el año que finalizó el 31 de diciembre de 2017, ni PELSA ni el Grupo capitalizaron costos financieros, ya que no tienen activos calificados o costos financieros incurridos durante esos períodos/año.

2.4.13 Provisiones y pasivos contingentes

El Grupo reconoce las provisiones cuando tiene una obligación presente o futura como resultado de un evento pasado, es probable que se requiera una salida de recursos para liquidar dicha obligación, y la cantidad puede estimarse de manera confiable. No se reconocen provisiones por futuras pérdidas operativas.

Las provisiones se miden al valor actual de los gastos que se espera se requieran para cancelar la obligación presente, teniendo en cuenta la mejor información disponible a la fecha de los estados financieros en función de los supuestos y métodos que se consideren adecuados y teniendo en cuenta la opinión de los asesores legales de la Compañía. A medida que la información adicional se pone a disposición de la Compañía, las estimaciones se revisan y ajustan periódicamente. La tasa de descuento utilizada para determinar el valor actual refleja las evaluaciones actuales del mercado del valor temporal del dinero y los riesgos específicos del pasivo. El aumento en la provisión debido al paso del tiempo se reconoce como costos financieros.

Cuando la Compañía espera que una parte o la totalidad de la provisión sea reembolsada y tiene certeza de su ocurrencia, por ejemplo, bajo un contrato de seguro, el reembolso se reconoce como un activo separado pero únicamente cuando el reembolso sea virtualmente cierto.

Los pasivos contingentes son: i) posibles obligaciones que surgen de eventos pasados y cuya existencia se confirmará solo por la ocurrencia o no de eventos futuros inciertos que no estén totalmente bajo el control de la entidad; o ii) obligaciones actuales que surgen de eventos pasados, pero no es probable que se requiera una salida de recursos para su liquidación; o cuya cantidad no se puede medir con suficiente fiabilidad.

Los pasivos contingentes no se reconocen. La Compañía revela en notas a los estados financieros una breve descripción de la naturaleza de los pasivos contingentes materiales.

Los pasivos contingentes, cuya probabilidad es remota, no se revelan a menos que impliquen garantías, en cuyo caso se revela la naturaleza de la garantía.

Cuando se espera que una parte o la totalidad de los beneficios económicos requeridos para liquidar una provisión se recuperen de un tercero, el crédito por cobrar se reconoce como un activo si es prácticamente seguro que se recibirá un reembolso y que el monto del crédito por cobrar se puede medir confiablemente.

2.4.13.1 Provisión para taponamiento y abandono de pozos

La Compañía reconoce una provisión para taponamiento y abandono de pozos cuando existe una obligación legal o implícita como resultado de eventos pasados y es probable que se requiera una salida de recursos para liquidar la obligación y una estimación confiable de la cantidad que se deba incurrir.

En general, la obligación surge cuando se instala el activo o se altera el terreno o ambiente en la ubicación del pozo. Cuando se reconoce inicialmente el pasivo, el valor actual de los costos estimados se capitaliza, aumentando el valor en libros de los activos relacionados para la extracción de petróleo y gas en la medida en que se hayan incurrido como consecuencia del desarrollo o construcción del pozo.

Las provisiones adicionales que surgen debido a un mayor desarrollo o construcción en la propiedad para la extracción de petróleo y gas incrementan el costo del activo correspondiente al momento de originarse el pasivo.

Los cambios en los tiempos estimados o el costo de taponamiento y abandono de pozos se tratan de manera prospectiva, registrando un ajuste a la provisión y al activo correspondiente. Cualquier reducción en el pasivo por taponamiento y abandono de pozos y, por lo tanto, cualquier deducción del activo con el que se relaciona no puede exceder el valor en libros de ese activo. Si lo hace cualquier excedente con respecto al valor contable en libros se transfiere inmediatamente a resultados.

Si el cambio en la estimación da como resultado un aumento en el pasivo por taponamiento y, por lo tanto, una adición al valor en libros del activo, la Compañía considera si existe o no una indicación de deterioro del activo de manera integral y, por lo tanto, se somete a pruebas de deterioro. En caso de pozos maduros, si la estimación del valor revisado de los activos para la extracción de petróleo y gas, neto de las provisiones de taponamiento y abandono del pozo, excede el valor recuperable, esa parte del incremento se carga directamente a los gastos.

Con el tiempo, el pasivo descontado aumenta con el cambio en el valor actual, en función de la tasa de descuento que refleja las evaluaciones del mercado actual y los riesgos específicos del pasivo. La reversión periódica del descuento se reconoce en el estado de resultados y otros resultados integrales como un costo financiero.

La Compañía reconoce los activos por impuestos diferidos con respecto a la diferencia temporal entre las disposiciones de taponamiento y abandono del pozo y la obligación tributaria diferida correspondiente a la diferencia temporal en un activo de taponamiento y abandono del pozo.

2.4.13.2 Provisión para remediación ambiental

La provisión para costos ambientales se reconoce cuando es probable que se lleve a cabo una remediación en los suelos y los costos se puedan estimar de manera confiable. En general, el momento de reconocimiento de estas disposiciones coincide con el compromiso de un plan de acción formal o, si es anterior, en el momento de la desinversión o el cierre de los sitios inactivos.

La cantidad reconocida es la mejor estimación del gasto requerido para cancelar la obligación. Si el efecto del valor tiempo del dinero es material, el valor reconocido es el valor actual del gasto futuro estimado.

2.4.14 Impuesto a la utilidad e impuesto sobre la utilidad mínima presunta

2.4.14.1 Impuesto a la utilidad corriente y diferido

Los gastos tributarios del período/año incluyen el impuesto corriente y el diferido. El impuesto se reconoce en el estado de resultados y otros resultados integrales, excepto en la medida en que se relacione con partidas reconocidas en otro resultado integral o directamente en el capital. En este caso, el impuesto también se reconoce en otro resultado integral o directamente en el capital, respectivamente.

El cargo por impuesto a la utilidad corriente se calcula en base a las leyes tributarias promulgadas al final del período del informe. La Compañía evalúa periódicamente las posiciones tomadas en las declaraciones de impuestos con respecto a situaciones en las que la regulación fiscal aplicable está sujeta a interpretación. Adicionalmente, reconoce provisiones basadas en los montos que se espera pagar a las autoridades fiscales. Cuando los tratamientos fiscales son inciertos, si se considera probable que una autoridad tributaria acepte el tratamiento fiscal dado por el Grupo, los impuestos a la utilidad se reconocen de acuerdo con las declaraciones de impuestos a la utilidad de esta. Si no se considera probable, la incertidumbre se refleja utilizando la cantidad más probable o un valor esperado, dependiendo de qué método predice mejor la resolución de la incertidumbre.

El impuesto a la utilidad diferido se reconoce, utilizando el método del pasivo, sobre las diferencias temporales entre las bases fiscales de los activos y pasivos y sus valores en libros en los estados financieros. Los pasivos por impuestos diferidos se reconocen para todas las diferencias temporarias imponibles, salvo que provengan del reconocimiento del crédito mercantil.

Los activos por impuesto a la utilidad diferido se reconocen sólo en la medida en que sea probable que la ganancia fiscal futura esté disponible y se pueda usar contra diferencias temporarias. El valor en libros de los activos por impuestos diferidos se revisa al final de cada período de reporte y se reduce en la medida en que ya no sea probable que haya suficientes ganancias gravables disponibles para permitir la recuperación total o parcial del activo.

Dichos activos y pasivos por impuestos diferidos no se reconocen si la diferencia temporal surge del reconocimiento inicial (distinto al de una combinación de negocios) de activos y pasivos en una transacción que no afecta ni a la ganancia fiscal ni a la utilidad contable.

El impuesto a la utilidad diferido se aplica a las diferencias temporarias de las inversiones en subsidiarias y asociadas, excepto en el caso del pasivo por impuestos a la utilidad diferido, en el que la Compañía controla el momento de la reversión de la diferencia temporaria y es probable que la diferencia temporaria no se vaya a revertir en un futuro previsible. Los activos por impuestos diferidos que surgen de las diferencias temporarias deducibles asociadas con dichas inversiones e intereses sólo se reconocen en la medida en que sea probable que haya suficientes ganancias fiscales contra las que utilizar los beneficios de las diferencias temporarias y se espere que se reviertan en un futuro previsible.

Los activos y pasivos por impuesto a la utilidad diferido se compensan cuando existe un derecho legalmente exigible; y se relacionan con los impuestos sobre la utilidad aplicados por la misma autoridad tributaria en la misma entidad imponible o diferentes entidades imponibles donde hay una intención de liquidar los saldos sobre una base neta.

Los activos y pasivos por impuestos corrientes y diferidos no se han descontado, y se expresan a sus valores nominales.

Los pasivos y activos por impuestos diferidos se miden a las tasas impositivas que se espera que se apliquen en el período en que se liquida el pasivo o el activo realizado, sobre la base de las tasas impositivas (y leyes fiscales) que se han promulgado al final del período de presentación de informe.

La medición de los pasivos y activos por impuestos diferidos refleja las consecuencias fiscales que se derivarían de la manera en que la Compañía espera, al final del periodo sobre el que se informa, recuperar o liquidar el valor en libros de sus activos y pasivos.

Las tasas de impuesto a la utilidad vigentes al 31 de diciembre de 2018 en Argentina (ver Nota 32) es del 30%, al 31 de diciembre de 2017: 35% y al 1 de enero de 2017: 35% y al 31 de diciembre de 2018 en México es del 30%.

2.4.14.2 Impuesto sobre la renta mínima presunta

PELSA y las subsidiarias del Grupo en Argentina evalúan el impuesto sobre la renta mínima presunta en Argentina aplicando la tasa actual del 1% sobre los activos computables al cierre de cada período de reporte. Este impuesto es complementario al impuesto a la utilidad en Argentina y solo será aplicable a la Compañía en el caso de que resulte mayor al impuesto a la utilidad. Sin embargo, si el impuesto sobre la renta mínima presunta excede el impuesto a la utilidad durante un año fiscal, tal exceso se podrá computar a cuenta de pagos futuros de impuesto a la utilidad que se pueda generar en los siguientes diez años.

El 22 de julio de 2016, se publicó la Ley No. 27,260, que elimina el impuesto sobre la renta mínima presunta para los años que comienzan el 1 de enero de 2019.

Al final de cada período, la Compañía analiza la recuperabilidad del crédito, y las reservas se crean siempre que se estime que los montos pagados por este impuesto no serán recuperables dentro del período de anterior a su prescripción legal, tomando en consideración los planes de negocio actuales del Grupo.

Al 31 de diciembre 2018, al 31 de diciembre de 2017 y al 1 de enero de 2017, el impuesto a la utilidad determinado fue superior al impuesto sobre la renta mínima presunta determinado para ambos años, por lo que no se reconoció ningún impuesto sobre la renta mínima presunta a dichas fechas. Ni PELSA ni el Grupo tienen ningún activo por impuesto diferido sobre la renta mínima presunta incluido en otras cuentas por cobrar correspondientes a años anteriores.

2.4.15 Arrendamientos

La determinación de si un acuerdo es (o contiene) un contrato de arrendamiento se basa en la sustancia del mismo al inicio del contrato. El acuerdo es, o contiene, un arrendamiento si el cumplimiento del acuerdo depende del uso de un activo (o activos) específico y el acuerdo transmite un derecho de uso del activo (o activos), incluso si ese activo no es (o esos) especificado explícitamente en un acuerdo.

2.4.15.1 El Grupo como arrendatario

Un contrato de arrendamiento se clasifica en la fecha de inicio como financiero u operativo. Un arrendamiento que transfiere sustancialmente todos los riesgos y beneficios inherentes a la propiedad del Grupo se clasifica como un arrendamiento financiero.

Los arrendamientos financieros se capitalizan al inicio del contrato al valor razonable de la propiedad arrendada o, si es menor, al valor actual de los pagos mínimos del arrendamiento. Los pagos de arrendamiento se distribuyen entre los cargos financieros y la reducción del pasivo de arrendamiento a fin de lograr una tasa de interés constante sobre el saldo restante del pasivo. Los cargos financieros se reconocen en costos financieros en el estado de resultados y otros resultados integrales, a menos que sean directamente atribuibles a activos calificados, en cuyo caso se capitalizan de acuerdo con la política general del Grupo sobre costos de endeudamiento. Los arrendamientos contingentes se reconocen como gastos en los periodos en que se incurren.

Un activo arrendado se amortiza durante la vida útil del activo. Sin embargo, si no existe una certeza razonable de que el Grupo obtendrá la propiedad al final del plazo del arrendamiento, el activo se amortizará durante el período más corto de la vida útil estimada del activo y el plazo del arrendamiento.

Un arrendamiento operativo es aquel que no fue definido como arrendamiento financiero. Los pagos de arrendamiento operativo se reconocen como un gasto en el estado de resultados y otros resultados integrales en línea recta durante el plazo del arrendamiento. Los arrendamientos contingentes que surgen de arrendamientos operativos se reconocen como un gasto en el período en que se incurren.

En el caso de que se reciban incentivos de arrendamiento para entrar en arrendamientos operativos, dichos incentivos se reconocen como un pasivo. El beneficio agregado de los incentivos se reconoce como una reducción del gasto de alquiler en línea recta, excepto cuando otra base sistemática es más representativa del patrón temporal en el que se consumen los beneficios económicos del activo arrendado.

2.4.16 Pagos basados en acciones

Los empleados de la Compañía Sucesora (incluidos los ejecutivos principales) reciben una remuneración en acciones; por lo que prestan servicios como contraprestación por instrumentos de capital (transacciones liquidadas por capital). Al 31 de diciembre de 2018, no hay pagos basados en acciones que se liquiden en efectivo.

Transacciones liquidadas por capital

El costo de las transacciones liquidadas mediante capital se determina por el valor razonable en la fecha en que la adjudicación se realiza utilizando un modelo de valuación adecuado (Ver Nota 33).

Ese costo se reconoce en el gasto de prestaciones para empleados, junto con el aumento correspondiente en el capital (Opción de Compra de Acciones), durante el período en que se cumple el servicio y, en su caso, las condiciones de rendimiento se cumplen (el período de adquisición). El gasto acumulado reconocido por las transacciones liquidadas por capital en cada fecha de reporte hasta la fecha de la adjudicación refleja el grado en que el período de la adjudicación ha expirado y la mejor estimación del Grupo de la cantidad de instrumentos de capital que finalmente se otorgarán. El gasto o crédito en el estado de resultados y otros resultados integrales para un período representa el movimiento en el gasto acumulado reconocido al principio y al final de ese período.

Las condiciones de servicio y de desempeño que no sean de mercado no se tienen en cuenta al determinar el valor razonable a la fecha de concesión de las adjudicaciones, pero la probabilidad de que se cumplan las condiciones se evalúa como parte de la mejor estimación del Grupo del número de instrumentos de capital que finalmente se otorgarán. Las condiciones de rendimiento del mercado se reflejan en el valor razonable a la fecha de concesión. Cualquier otra condición asociada a una adjudicación, pero sin un requisito de servicio asociado, se considerará como una condición de no adjudicación. Las condiciones de no adjudicación se reflejan en el valor razonable de una adjudicación y conducen a un gasto inmediato de una adjudicación a menos que también haya condiciones de servicio y/o rendimiento.

No se reconocen gastos por adjudicaciones que finalmente no se otorgan porque no se han cumplido las condiciones de servicio y/o rendimiento ajenas al mercado. Cuando las adjudicaciones incluyen una condición de mercado o de no adjudicación, las transacciones se tratan como adquiridas independientemente de si se cumple la condición de mercado o de no adjudicación, siempre que se cumplan todas las demás condiciones de servicio y/o rendimiento.

Cuando se modifican los términos de una adjudicación liquidada, el gasto mínimo reconocido es el valor razonable en la fecha de concesión de la adjudicación no modificada, siempre que se cumplan los términos de otorgamiento originales de la adjudicación. Un gasto adicional, medido en la fecha de la modificación, se reconoce por cualquier modificación que aumente el valor razonable total de la transacción de pago basado en acciones, o de lo contrario es beneficioso para el empleado. Cuando una adjudicación es cancelada por la entidad o por la contraparte, cualquier elemento restante del valor razonable de la adjudicación se contabiliza inmediatamente a través de ganancias o pérdidas.

El efecto dilutivo de las opciones pendientes se refleja como una dilución de acciones adicional en el cálculo de las ganancias por acción diluidas (se proporcionan más detalles en la Nota 12).

La Compañía aprobó un Plan de Incentivos a Largo Plazo ("LTIP" por sus siglas en inglés) que consiste en un plan para que VISTA y sus subsidiarias atraigan y retengan a personas talentosas como funcionarios, directores, empleados y consultores. El LTIP incluye los siguientes mecanismos para recompensar y retener al personal clave: 1) Plan de opción de compra de acciones, 2) Unidades de acciones restringidas, y 3) Acciones restringidas de rendimiento y, por lo tanto, contabilizadas según la NIIF 2 “Pagos basados en acciones” como se detalla anteriormente.

a) Opción de compra de acciones ("SOP" por sus siglas en inglés) (liquidación de capital)

El plan de opción de compra de acciones otorga al participante el derecho de comprar una cantidad de acciones durante un período de tiempo al precio de las acciones en el mercado, que ha sido clasificado como un pago basado en acciones liquidación de capital. El costo del plan de compra de acciones liquidado con capital se mide en la fecha de otorgamiento, teniendo en cuenta los términos y condiciones en que se otorgaron las opciones sobre acciones. El costo de la compensación liquidada se reconoce en el estado de resultados y otros resultados integrales consolidado en el rubro de salarios y contribuciones sociales, durante el período de servicio requerido.

b) Acciones restringidas (liquidación de capital)

Ciertos empleados clave de la Compañía reciben beneficios adicionales gratis o por un valor mínimo una vez que se logran las condiciones a través de un plan de compra de acciones denominado en acciones restringidas ("RS” por sus siglas en inglés), que se ha clasificado como un pago basado en acciones liquidado con acciones. El costo del plan de compra de acciones liquidado en el capital se mide en la fecha de la concesión, teniendo en cuenta los términos y condiciones en que se otorgaron las opciones sobre acciones. El costo de compensación liquidado en el capital se reconoce en el estado de resultados y otros resultados integrales consolidado en el rubro salarios y contribuciones sociales durante el período de servicio requerido.

c) Acciones restringidas de rendimiento (liquidación de capital)

La Compañía otorga Acciones Restringidas de Rendimiento ("PRS" por sus siglas en inglés) a empleados clave, lo que les da derecho a recibir PRS después de haber alcanzado ciertos objetivos de rendimiento durante un período de servicio. PRS ha sido clasificado como un pago basado en acciones liquidadas. El costo del plan de compra de acciones liquidado con capital se mide en la fecha de otorgamiento, teniendo en cuenta los términos y condiciones en que se otorgaron las opciones sobre acciones. El costo de la compensación liquidada se reconoce en el estado de resultados y otros resultados integrales consolidado en el rubro salarios y contribuciones sociales, durante el período de servicio requerido. Al 31 de diciembre de 2018, la Compañía no ha otorgado ningún PRS.

2.5 Adopción de las NIIF por primera vez

La Compañía ha aplicado sistemáticamente las políticas contables establecidas en la Nota 2 al preparar sus estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2018 y para el período comprendido entre el 4 de abril de 2018 (inicio) y el 31 de diciembre de 2018 para la Sucesora.

PELSA, como la predecesora de la Compañía, ha aplicado las NIIF por primera vez durante el año terminado el 31 de diciembre de 2017, tomando como fecha de transición el 1 de enero de 2017. En la preparación de los estados financieros de la predecesora, PELSA ha aplicado todas las NIIF que son obligatoriamente efectivas en el año fiscal que comienza el 1 de enero de 2018 para el período comprendido entre el 1 de enero de 2018 y el 3 de abril de 2018, y al 31 de diciembre de 2017 y para el año terminado en esa fecha. Además, esas políticas contables se aplicaron sistemáticamente en la preparación del estado de situación financiera NIIF de apertura al 1 de enero de 2017 (la “Fecha de transición”).

Para períodos hasta e incluyendo el año terminado el 31 de diciembre de 2017, PELSA originalmente preparó sus estados financieros de acuerdo con NCA.

Al preparar los primeros estados financieros conforme a las NIIF, PELSA ajustó los montos previamente informados en sus estados financieros preparados de acuerdo con NCA. La explicación de la transición de NCA a NIIF ha afectado la situación financiera, los resultados de las operaciones y los flujos de efectivo, como se explica a continuación.

En consecuencia, la Compañía ha preparado estados financieros que cumplen con las NIIF aplicables a partir del 31 de diciembre de 2018, como se describe en el resumen de políticas contables significativas. Al preparar estos estados financieros, el primer estado de situación financiera de PELSA se preparó a partir del 1 de enero de 2017, fecha de transición de PELSA a las NIIF. Esta nota explica los principales ajustes realizados por PELSA en la reexpresión de sus estados financieros NCA, incluido el estado de situación financiera al 1 de enero de 2017 y al 31 de diciembre de 2017 y los resultados de las operaciones para el año terminado el 31 de diciembre de 2017.

Exenciones aplicadas

De conformidad con la NIIF 1, “Adopción por primera vez de las Normas Internacionales de Información Financiera”, PELSA ha aplicado las NIIF de forma retrospectiva, sujeto a las siguientes excepciones obligatorias relevantes y exenciones voluntarias a la aplicación retroactiva de las NIIF:

a) Estimaciones

La NIIF 1 establece que las estimaciones de acuerdo con las NIIF en la fecha de la transición serán consistentes con las estimaciones realizadas de acuerdo con los NC anteriores (después del ajuste para reflejar las diferencias en las políticas contables); a menos que haya evidencia objetiva, de que esas estimaciones fueron erróneas. Las estimaciones utilizadas por la administración de la Compañía para presentar estos montos de acuerdo con las NIIF reflejan las condiciones al 1 de enero de 2017, la fecha de transición a las NIIF, y al 31 de diciembre de 2017. No se realizaron ajustes a las estimaciones de los NC anteriores.

b) Exención para activos y pasivos de subsidiarias, asociadas y negocios conjuntos

PELSA adoptó las NIIF por primera vez después de su antiguo accionista controlador, Petrobras Argentina S.A, que adoptó las NIIF al 31 de diciembre de 2012 con una fecha de transición el 1 de enero de 2011.

La NIIF 1 permite al adoptante por primera vez de las NIIF, que las adopte con posterioridada su matriz medir los activos y pasivos en sus estados financieros, ya sea a:
(i) los valores en libros incluidos en los estados financieros consolidados de la matriz, con base en la fecha de transición a NIIF de la matriz, si no se realizaron ajustes por los procedimientos de consolidación y los efectos de la combinación de negocios en la cual la matriz adquirió la subsidiaria; o
ii) los valores en libros basados en la propia fecha de transición de la Compañía, que podrían diferir de (i) cuando las exenciones dan como resultado mediciones que dependen de la fecha de transición o cuando las políticas contables utilizadas difieren de las utilizadas por la matriz.

PELSA ha optado por utilizar el valor en libros de sus activos y pasivos sobre la base de los activos y pasivos derivados de la fecha de transición de Petrobras Argentina S.A.

Conciliación del capital contable al 1 de enero de 2017 y al 31 de diciembre de 2017

	1 de Enero de 2017	31 de Diciembre 2017	Referencia
Capital contable de los accionistas bajo NCA en AR $	**3.053.424**	**3.483.304**	
Tipo de cambio (*)	15,89	18,65	
Capital contable de los accionistas bajo NCA en U.S $	192.160	186.782	
Efecto de la aplicación de la moneda funcional:			**a)**
• Efecto de Propiedad, Planta y Equipo	162.435	150.378	**b)**
• Efecto del impuesto a la utilidad	(43.398)	(63.697)	**c)**
• Efecto del inventario	1.783	1.548	**f)**
• (Pérdida) por / recupero de deterioro de propiedad, planta y equipo	(39.620)	5.290	
Capital contable bajo NIIF	**273.360**	**280.301**	

(*) Al tipo de cambio de AR $ a US $ al 1 de enero de 2017 y al 31 de diciembre de 2017, respectivamente.

Reconciliación del resultado integral total para el año terminado el 31 de diciembre de 2017

	31 de Diciembre 2017	Referencia
Ingreso neto bajo NCA en AR $	537.679	
Tipo de cambio (*)	16,604	
Ingreso neto bajo NCA en US $	32.383	
Efecto de la aplicación de la moneda funcional y de reporte:		**a)**
• Efecto de la depreciación de la propiedad, planta y equipo.	(30.100)	**b)**
• Impuesto a la utilidad diferido	14.062	**c)**
• Efecto de las obligaciones por planes de beneficios definidos (neto del impuesto a la utilidad diferido)	231	**d)**
• Diferencias de tipo de cambio en NCA	(7.961)	**e)**
• Recupero de deterioro de propiedad, planta y equipo.	5.290	
Ganancia del año bajo NIIF en US $	**13.905**	
• Efecto de las obligaciones por planes de beneficios (neto del impuesto a la utilidad diferido)	**(231)**	**d)**
Total resultado integral bajo NIIF en US $	**13.674**	

(*) Tipo de cambio promedio del año 2017.

a) Efecto de la aplicación de la moneda funcional y de reporte

Bajo NCA, los estados financieros fueron medidos y presentados en pesos argentinos (moneda de reporte) reconociendo los efectos de las variaciones en el poder de compra del dinero al aplicar el método de actualización en moneda constante establecido por la Resolución N° 6 y considerando las disposiciones del Decreto 664/03, que estableció la suspensión de la reexpresión de los estados financieros en moneda constante a partir del 1 de marzo de 2003. Las transacciones en moneda extranjera se registraron en pesos al tipo de cambio vigente a la fecha de cada transacción. Las diferencias de cambio que surgen de partidas monetarias en moneda extranjera se reconocieron como ingresos (gastos) financieros en el año en que se incurren.

Según las NIIF, las Compañias deben determinar su moneda funcional de acuerdo con los criterios establecidos por la NIC 21, “Los efectos de las variaciones en los tipos de cambio de la moneda extranjera”, que pueden diferir de su moneda de reporte. De acuerdo con las disposiciones de esa norma, la administración de la Compañía ha definido el dólar estadounidense como su moneda funcional. En consecuencia, el patrimonio neto al 1 de enero y al 31 de diciembre de 2017, preparado según NCA, se ha vuelto a medir en dólares estadounidenses de acuerdo con el procedimiento establecido en la NIC 21, con el objetivo de generar la misma información contable que habría sido reportada si los registros contables se hubieran mantenido en esa moneda funcional.

De acuerdo con los procedimientos establecidos, los activos y pasivos monetarios se vuelven a medir a los tipos de cambio de cierre. Las partidas no monetarias, que se miden en términos de costo histórico, así como los ingresos y gastos, se vuelven a medir utilizando el tipo de cambio en la fecha de la transacción relevante. Los resultados de la nueva medición en dólares estadounidenses de activos y pasivos monetarios en monedas diferentes del dólar estadounidense se reconocen como ingresos (gastos) en el año en que se incurren.

Las inversiones de PELSA en acuerdos conjuntos se clasifican como operaciones conjuntas de acuerdo con la NIIF 11 Acuerdos conjuntos (intereses en los acuerdos de exploración y producción de petróleo y gas). PELSA también ha determinado que la moneda funcional de esos acuerdos conjuntos es el dólar estadounidense.

b) Valuación de propiedades, planta y equipo ("PP&E")

PELSA eligió valuar propiedad, planta y equipo al costo depreciado al 1 de enero de 2017, medido en la moneda funcional definida por PELSA de acuerdo con las NIIF. Después de adoptar las NIIF por primera vez, estas permiten a PELSA elegir el tratamiento para la medición de los componentes de PP&E. La Norma Internacional de Contabilidad 16 – Propiedad, Planta y equipo - establece que una entidad debe elegir entre el "modelo de costo" o el "modelo de revaluación". PELSA optó por continuar aplicando el modelo de costo para todos los componentes de PP&E.

c) Efecto del impuesto a la utilidad

Corresponde al efecto en el impuesto a la utilidad de los ajustes conforme a las NIIF.

d) Resultados relacionados con obligaciones por planes de beneficios definidos

Según NCA, las pérdidas actuariales derivadas de la nueva medición de la obligación por beneficios definidos de los planes de pensiones se reconocieron en la cuenta de "Otros (gastos) ingresos, netos" del estado de resultados.

De acuerdo con las NIIF, según las disposiciones de la NIC 19 "Beneficios a empleados", las nuevas mediciones de los planes de beneficios definidos netos, se reconocen en otros resultados integrales y no se deben reclasificar a utilidad o pérdida en un período posterior y se deben transferir directamente a las ganancias acumuladas.

e) Diferencias de cambio en NCA

Corresponde a la eliminación de las diferencias de cambio registradas en NCA originadas por activos y pasivos monetarios denominados en dólares estadounidenses, y al reconocimiento de las diferencias de cambio que representan la medición de activos y pasivos monetarios denominados en monedas distintas del dólar estadounidense, como resultado de aplicación del concepto de moneda funcional anteriormente mencionado.

e) Inventario

Tanto en NIIF como en NCA, los inventarios se contabilizan al costo de producción. El costo de producción incluye los costos de compra directa, costo de producción, transporte y fabricación.

Además, los inventarios de productos básicos y las piezas de repuesto se presentan al menor entre el costo y valor neto de realización según las NIIF y NCA.

El efecto en el inventario entre NCA e NIIF como se indica en la conciliación se debe al efecto del cambio en la moneda funcional.

Principales reclasificaciones

A continuación, se enumeran las áreas principales que originaron las reclasificaciones como resultado de la adopción por primera vez de las NIIF:
Estado de situación financiera:

a) Los fondos de inversión y los certificados de depósitos por un monto de 2,260 se clasificaron como inversiones a corto plazo según las NCA, mientras que bajo las NIIF se clasifican como efectivo y equivalentes de efectivo
b) Los cheques a depositar por un monto de 8,322 se clasificaron como efectivo y bancos según NCA, mientras que bajo NIIF se clasificaron como cuentas por cobrar comerciales.
c) Las licencias de software por un total de 1,019 se clasificaron en Propiedad, Planta y equipo según NCA, mientras que bajo NIIF se clasificaron en Activos intangibles.
d) El impuesto a la utilidad diferido que asciende a (2,151) se clasificó bajo otros activos según las NCA, mientras que bajo las NIIF se clasificó como pasivo por impuesto a la utilidad diferido.
e) La obligación por planes de beneficios definidos que asciende a 4,683 se clasificó en otras cuentas por pagar según NCA, mientras que bajo NIIF se clasifica en obligaciones por planes de beneficios definidos, netas.

Estado de resultados y otros resultados integrales por el año terminado el 31 de diciembre de 2017

a) La compensación por la inyección de gas excedente recibida del Gobierno argentino por un monto de 15,664 se clasificó como Ingresos según las NCA, mientras que bajo las NIIF se clasificó como Otros ingresos operativos.
b) Las diferencias de cambio de 787 (ganancia) se clasificaron como impuesto a la utilidad según NCA y se clasificaron como ingresos financieros según las NIIF.

Estado resumido de flujos de efectivo

Las transacciones no monetarias no se revelaron bajo NCA anterior. Las NIIF requieren la revelación de transacciones que no sean en efectivo.

En consecuencia, se identificó la siguiente reclasificación:

Los cheques a depositar que se presentaron como efectivo y equivalente de efectivo según NCA, conforme a las NIIF se revelan en Cuentas por cobrar comerciales por un valor de 8.321 y 1.164 al 31 de diciembre de 2017 y al 1 de enero de 2017, respectivamente.

El efectivo y los equivalentes de efectivo al inicio y al final del año terminado el 31 de diciembre de 2017 y el estado resumido del flujo de efectivo del año finalizado a esa fecha, se volvieron a medir en dólares estadounidenses según las NIIF:

	2017
Flujo neto de efectivo provisto por las actividades operativas	45.867
Flujo neto de efectivo utilizado en actividades de inversión	(46.570)
Flujo neto de efectivo utilizado en actividades de financiamiento	(6.733)
Disminución de efectivo y equivalentes de efectivo	(7.436)
Efectivo y equivalentes de efectivo al inicio del ejercicio	7.649
Diferencias de conversión de efectivo y equivalentes de efectivo	2.231
Efectivo y equivalentes de efectivo al cierre del ejercicio	2.444

2.6 Marco regulatorio

A- Argentina

Petróleo y gas

2.6.1 Modificación de la Ley de Hidrocarburos de Argentina

El 29 de octubre de 2014, el Congreso Nacional promulgó la Ley No. 27,007 que modifica la Ley No. 17,319 de Hidrocarburos. Esta ley incorpora nuevas técnicas de perforación disponibles en la industria petrolera, así como cambios relacionados principalmente con los términos y prórrogas de los permisos de exploración y concesiones de explotación, cánones y regalías, nuevos conceptos legales para la exploración y explotación de hidrocarburos no convencionales en la plataforma continental y el mar territorial, y un régimen de promoción de conformidad con el Decreto del Poder Ejecutivo No. 929/13, entre otros factores clave para la industria.

A continuación, se detallan los principales cambios introducidos por la Ley No. 27,007:

a) Establece los términos para los permisos de exploración y las concesiones de explotación y transporte, haciendo una distinción entre convencional y no convencional, y la plataforma continental y las reservas marinas territoriales.
b) El porcentaje del 12% pagadero como regalías al otorgante por los concesionarios de explotación sobre el producto derivado de los hidrocarburos líquidos extraídos en la boca del pozo y la producción de gas natural seguirá siendo efectivo. En caso de extensión, se pagarán regalías adicionales de hasta el 3% sobre las regalías aplicables en el momento de la primera extensión, hasta un máximo del 18%, para las siguientes extensiones.
c) Prevé dos tipos de compromisos no vinculantes entre el Gobierno Nacional y las Provincias con el objetivo de establecer una legislación ambiental uniforme y adoptar un tratamiento fiscal uniforme para alentar las actividades de hidrocarburos.

d) Impide que el Gobierno Nacional y las Provincias reserven nuevas áreas en el futuro a favor de empresas o entidades públicas o mixtas, independientemente de su forma legal. Por lo tanto, los contratos celebrados por las empresas provinciales para la exploración y el desarrollo de áreas reservadas antes de esta enmienda se salvaguardan.
e) La extensión del Régimen de Promoción de Inversiones para la Explotación de Hidrocarburos (Decreto No. 929/2013) se establece para proyectos que representan una inversión directa en moneda extranjera de al menos 250,000, aumentando los beneficios para otro tipo de proyectos.
f) La reversión y la transferencia de permisos y concesiones de explotación de hidrocarburos en áreas marinas nacionales se establece cuando no existen contratos de asociación suscritos con Energía Argentina S.A ("ENARSA") a la Secretaría Nacional de Energía.

2.6.1.1 Retenciones a las exportaciones de hidrocarburos

El 4 de septiembre de 2018, de conformidad con el Decreto No. 793/2018, el Gobierno argentino estableció hasta el 31 de diciembre de 2020, un impuesto a la exportación del 12% sobre las materias primas con un tope de ARS 4 por cada dólar estadounidense para las materias primas primarias (incluido el petróleo y gas) y ARS 3 para otros productos manufacturados. Si bien la Compañía no exporta hidrocarburos, los precios internos están influenciados por esta regulación.

2.6.2 Mercado del gas

Durante los últimos años, el Gobierno Nacional ha creado diferentes programas para alentar e incrementar la inyección de gas en el mercado interno.

2.6.2.1 Programa de Promoción de la Inyección de Excedentes de Gas Natural para empresas con inyección reducida ("Programa IR")

En noviembre de 2013, de conformidad con la Resolución No. 60/13, la Comisión creó el Programa IR que cubre compañías sin producción previa o con un límite de producción de 3.5 MMm^3 / día, estableciendo incentivos de precios para aumentos de producción y multas de importación de gas licuado de petróleo en caso de incumplir con los volúmenes comprometidos. Además, las compañías que se benefician de este programa y cumplen con las condiciones aplicables pueden solicitar la interrupción de su participación en ese programa y su incorporación al actual. La Resolución No. 60/13 (enmendada por la Secretaría de Energía mediante las resoluciones No. 22/14 y No. 139/14) estableció un precio que oscila entre 4 US$ / MMBTU y 7.5 US$ / MMBTU, basado en la curva de producción más alta alcanzada.

El 6 de marzo de 2014 y el 30 de enero de 2015, PELSA se registró en este programa de conformidad con las Resoluciones No. 20 / 14 de la Secretaría de Política Económica y Planificación del Desarrollo del Ministerio de Economía y Finanzas Públicas.

El 4 de enero de 2016, se aprobó el Decreto No. 272/15 que disolvió la Comisión creada de conformidad con el Decreto Ejecutivo No. 1,277/12 y estableció que los poderes asignados a ella serán ejercidos por el Ministerio de Energía y Minería ("MEyM").

El 20 de mayo de 2016, el Decreto No. 704/16 autorizó la entrega de bonos nominados en dólares estadounidenses emitidos por el Gobierno argentino (BONAR 2020) por un valor nominal de 6,211 para la cancelación de los montos pendientes al 31 de diciembre de 2015. Además, el Decreto impuso restricciones a la transferencia de dichos bonos hasta el 31 de diciembre de 2017, con un límite de hasta un 3% mensual sin penalización, excepto a las subsidiarias y/o afiliadas, y exigió la presentación de información mensualmente.

El 3 de abril de 2018, el MEyM emitió la Resolución No. 97/18 que aprueba el procedimiento para la liquidación de las compensaciones pendientes bajo este programa. Las empresas beneficiarias que eligieron para la aplicación del procedimiento incluido en la resolución antes mencionada deben declarar su adhesión al mismo dentro del plazo de veinte días hábiles, renunciando a todo derecho, acción, apelación y reclamación, presente o futura, tanto en la jurisdicción administrativa como judicial, en relación con el pago de las obligaciones derivadas del Programa.

El 2 de mayo de 2018, el Grupo presentó ante el MEyM el formulario de adhesión, manifestando su consentimiento y aceptación de los términos y el alcance de la resolución antes mencionada. Los saldos pendientes al 31 de diciembre de 2017, sujetos a esta liquidación, ascendían a 14.366 para PELSA y 4,667 para APCO Sucursal Argentina que se adquirió el 4 de abril de 2018 (Nota 31). La resolución establece una compensación estimada de 13,569 para PELSA y de 4.700 para APCO Sucursal Argentina debido al reconocimiento de montos más altos en términos de dólares estadounidenses que los montos originales en pesos argentinos convertidos al tipo de cambio vigente. El procedimiento de liquidación previsto por la Resolución establece que los montos se pagarán en treinta cuotas mensuales iguales y consecutivas a partir del 1 de enero de 2019. Debido a esta resolución, el Grupo reconoció durante el período del 4 de abril de 2018 al 31 de diciembre de 2018 una pérdida neta de aproximadamente 1.760 para el crédito reconocido, el canon extraordinario en SGIC y el reconocimiento del valor presente de este crédito según los nuevos términos, netos de la ganancia reconocida sobre el valor presente del pasivo del canon extraordinario dentro de las cuentas de resultados financieros. El saldo pendiente al 31 de diciembre de 2018 es de 15.948 (Ver Nota 16).

2.6.2.2 Acuerdo para suministro de gas a distribuidores

El 29 de noviembre de 2017, PELSA, junto con los principales productores argentinos de gas, determinó con el MEyM los términos para el suministro de gas natural a los distribuidores con el objetivo de establecer condiciones básicas para la compra del suministro de gas por parte de los distribuidores, a partir del 1 de enero de 2018 hasta el 31 de diciembre de 2019 (el "período de transición").

Además, estableció la continuidad de la reducción gradual y progresiva de subsidios, todo dentro del marco del proceso de normalización del mercado de gas natural, que se produce dentro del período de vigencia de dichos términos y condiciones hasta el 31 de diciembre de 2019 considerado como el "período de transición" hasta que el precio de los acuerdos de suministro de gas natural sea el precio resultante de la libre interacción de la oferta y la demanda.

Los lineamientos establecidos en los términos y condiciones incluyen, entre otros, el reconocimiento del derecho a transferir a la tarifa de gas el costo de adquisición de gas pagado por los usuarios y consumidores; establece los volúmenes disponibles que cada productor y cada cuenca deben poner diariamente a disposición de los distribuidores para cada mes, quienes podrán manifestar su falta de interés antes de una fecha determinada establecida en los términos y condiciones; establece sanciones por incumplimiento de cualquiera de las partes en cuanto a su obligación de entregar o recibir el gas; establece los precios del gas para cada cuenca para los próximos dos años entre 2018 y 2019, en dólares estadounidenses, pudiendo las partes fijar precios inferiores a los establecidos en las negociaciones gratuitas aplicables; establece lineamientos de pago para las compras realizadas por las distribuidoras a los productores; ENARSA asume la obligación de abastecer la demanda correspondiente a las áreas alcanzadas por los subsidios de consumo de gas residencial contemplados en el artículo 75 de la Ley No. 25,565 (correspondientes a las áreas de menor precio del gas residencial cobrado a los usuarios y a los consumidores), durante el período de transición.

Los términos y condiciones constituyen los términos y condiciones a considerar en las negociaciones de sus respectivos acuerdos individuales, sin que esto sea interpretado como una obligación. Además, los términos y condiciones establecen pautas para la terminación anticipada en caso de incumplimiento de alguna de las partes.

2.6.3 Mercado del petróleo

2.6.3.1 Programa Petróleo Plus

PELSA participó en el programa Petróleo Plus, el cual ofrecía ciertos incentivos a las empresas productoras. El 13 de julio de 2015, el Decreto No. 1.330/15 anuló este programa creado por el Decreto No. 2,014/2008, el cual recompensaba a las compañías productoras de petróleo que habían aumentado la producción y/o las reservas y dispuso que los incentivos pendientes de liquidación se cancelaran mediante la emisión de bonos del Estado. El 30 de noviembre de 2016, se publicó en el Boletín Oficial el Decreto No. 1.204/16, ampliando la emisión de bonos del Estado para dicho propósito.

El 15 de septiembre de 2015, PELSA recibió la cantidad de 2,020 mediante bonos BONAD 2018 con un valor nominal de un dólar estadounidense cada uno y 8,081 mediante bonos BONAR 2024 con un valor nominal de un dólar estadounidense cada uno, basado en el Decreto No. 1.330/15 mencionado anteriormente.

2.6.3.2 Acuerdo de la industria argentina de hidrocarburos para la transición a precios internacionales

En diciembre de 2015, luego de que el nuevo Gobierno asumiera el cargo, el tipo de cambio oficial se depreció significativamente, afectando así directamente los costos del petróleo crudo para los refinadores. En este sentido, el Gobierno, junto con los productores y refinadores de Argentina, acordaron los precios internos del petróleo crudo para el año 2016. Se definió un precio de 67.5 y 54.9 por barril para el tipo Medanito y el tipo Escalante respectivamente, durante los primeros siete meses y la aplicación de un descuento del 2%, 4%, 6%, 8% y 10% en los mencionados precios para el resto de los meses, respectivamente.

El 11 de enero de 2017, el Gobierno y los productores y refinadores argentinos firmaron el Acuerdo para la Transición de la Industria de Hidrocarburos de Argentina a Precios Internacionales, con el objetivo de lograr la paridad internacional para el precio del petróleo crudo nacional producido y comercializado en Argentina durante 2017.

El 21 de marzo de 2017, la Orden Ejecutiva No. 192/2017 creó el Registro de Operaciones de Importación de Derivados de Petróleo Crudo y Derivados del Petróleo y estableció posiciones arancelarias para ciertos productos sujetos a requisitos de registro y autorización.

No obstante, lo anterior, el acuerdo estipulaba el poder de cualquiera de las partes para abandonar el acuerdo durante su vigencia, que también estaba sujeto al cumplimiento de ciertas variables como el tipo de cambio o el precio del petróleo crudo Brent dentro de ciertos parámetros establecidos. Durante el último trimestre de 2017, el acuerdo de precio fue suspendido porque consideraba esta suspensión en caso de que el precio internacional promedio de 10 días superara el precio local, pero también establece que puede ser restablecido si el precio promedio del petróleo crudo Brent se posiciona por debajo del precio local por más de 10 días.

Desde entonces, los actores del mercado - productores y refinadores - comenzaron a acordar libremente los precios internos del petróleo, generalmente válidos sobre una base de mes calendario y vinculados al índice de referencia internacional de Brent, manteniendo al mismo tiempo los límites del tipo de cambio.

2.6.4 Regalías y otros cánones

Las regalías se aplican a la producción total de las concesiones, y se calculan aplicando el 12% al precio de venta, luego de descontarle ciertos gastos con el objeto de llevar el valor del metro cúbico de petróleo crudo, gas natural y gas licuado a precio de boca de pozo. Las regalías se registran dentro del costo de ventas.

A partir de julio de 2009, como parte del acuerdo de extensión de concesiones con la Provincia del Neuquén, mencionado en la Nota 29.3, se incluyó un canon extraordinario sobre producción del 3%, por la producción correspondiente al territorio neuquino del área Entre Lomas y al área Bajada del Palo.

Asimismo, a partir de la declaración de comercialidad de los campos Charco del Palenque y Jarilla Quemada en Agua Amarga, a partir del mes de noviembre de 2009 y agosto de 2015, respectivamente, se abona a la Provincia de Río Negro un compromiso de aporte del 6.5% sobre la producción mensual de dichos lotes.

Finalmente, también como parte del contrato de extensión de la concesión con la Provincia de Río Negro, mencionado en la Nota 29.3.1, se incluyó un aporte complementario equivalente al 3% de la producción correspondiente al territorio rionegrino del área de Entre Lomas.

B- México

Actividades de exploración y producción

En 2013, México introdujo ciertas enmiendas a la Constitución Mexicana, que llevaron a la apertura de los sectores del petróleo, el gas natural y la energía a la inversión privada.

Como parte de la reforma energética, Petróleos Mexicanos (Pemex) se transformó de una entidad pública descentralizada a una empresa estatal productiva. En agosto de 2014, el Congreso Mexicano aprobó leyes secundarias para implementar las reformas que permiten al gobierno mexicano otorgar contratos a entidades del sector privado en el sector de exploración y producción a través de licitaciones públicas. Estas enmiendas también permiten que las entidades del sector privado obtengan permisos para el procesamiento, refinación, comercialización, transporte, almacenamiento, importación y exportación de hidrocarburos, incluido el procesamiento, compresión, licuefacción, regasificación, transporte, distribución, comercialización y venta al por menor de gas natural, el transporte, almacenamiento, distribución, comercialización y venta minorista de productos derivados del petróleo, incluido el gas licuado de petróleo, y el transporte (a través de tuberías) y el almacenamiento relacionado de productos petroquímicos, incluido el etano.

La legislación promulgada en 2014 incluye la Ley Mexicana de Hidrocarburos (Ley de Hidrocarburos), que preserva la propiedad estatal sobre los hidrocarburos mientras se encuentra en el subsuelo, pero permite a las empresas privadas hacerse cargo de los hidrocarburos una vez que se extraen. La Ley de Hidrocarburos de México otorga a las entidades del sector privado un permiso otorgado por la Comisión Reguladora de Energía de México para almacenar, transportar, distribuir, comercializar y realizar ventas directas de hidrocarburos, así como para poseer y operar tuberías y licuefacción, regasificación, compresión y estaciones o terminales de compresión, y equipos relacionados de acuerdo con las regulaciones técnicas y de otro tipo. Además, las entidades del sector privado pueden importar o exportar hidrocarburos sujetos a un permiso del Ministerio de Energía de México.

Los permisos otorgados antes de la promulgación de la Ley de Hidrocarburos de México, incluidos sus términos y condiciones generales, permanecerán en vigencia durante su período original, y los derechos de los titulares de permisos no se verán afectados por las nuevas leyes y regulaciones. Sin embargo, se requieren nuevos permisos, como los permisos de comercialización otorgados por la Comisión Reguladora de la Energía de México y los permisos de importación y exportación otorgados por el Ministerio de Energía de México.

Agencia Gubernamental Autorizada

El Ministerio de Energía (SENER) es el responsable de desarrollar la política de exploración y producción del país, incluida la determinación de qué áreas se pondrán a disposición a través de licitaciones públicas. Ellos deciden el programa de licitación y los modelos de contrato que se aplicarán. Además, aprueban todos los términos no fiscales del contrato. El Ministerio de Finanzas (SHCP) aprueba todos los términos fiscales que se aplican a los contratos. El Ministerio de Hacienda también participa en las auditorías.

La Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) realiza las rondas de licitación que otorgan contratos a las compañías petroleras y consorcios de empresas. Interactúan con Pemex y empresas privadas y administran todos los contratos de E&P. Los contratos de transporte, almacenamiento, distribución, compresión, licuefacción, descompresión, regasificación, comercialización y venta de petróleo crudo, productos derivados del petróleo y gas natural son otorgados por la Comisión Reguladora de Energía (CRE).

Regulaciones del Mercado

De acuerdo con la Ley de Ingresos de la Federación para el año fiscal de 2017 (Ley de Ingresos Federales de 2017), durante el 2017, el gobierno mexicano eliminó gradualmente los controles de precios de la gasolina y el diésel como parte de la liberalización de los precios de los combustibles en México. A la fecha de emisión de estos estados financieros, los precios de venta de la gasolina y el diésel se han liberalizado completamente y están determinados por el mercado.

Ley Federal de Medio Ambiente

La Ley Federal de Responsabilidad Ambiental (Ley Federal de Responsabilidad Ambiental) de México, promulgada el 7 de julio de 2013, regula la responsabilidad ambiental que se deriva de los daños al medio ambiente, incluida la reparación y la compensación. Este régimen de responsabilidad es independiente de los regímenes de responsabilidad administrativa, civil o penal.

Nota 3. Juicios, estimaciones y supuestos contables significativos

La preparación de los estados financieros requiere que la Gerencia formule juicios y estimaciones futuros, así como de la aplicación de juicios críticos y de que establezca supuestos que impactan la aplicación de las políticas contables, así como los montos de activos y pasivos, ingresos y gastos revelados.

Los juicios y estimaciones utilizados en la preparación de los estados financieros son evaluados de manera continua y se basan en la experiencia pasada, así como otros factores razonables bajo las circunstancias existentes. Los resultados futuros podrían diferir de las estimaciones y evaluaciones realizadas a la fecha de preparación de los estados financieros.

3.1 Juicios críticos en la aplicación de políticas contables

A continuación, se presentan los juicios críticos, aparte de los que involucran estimaciones (ver nota 3.2), que la Gerencia ha realizado en el proceso de aplicación de las políticas contables del Grupo y de la Predecesora y que tienen el impacto más significativo sobre los montos reconocidos en los estados financieros.

3.1.1 Contingencias

La Compañía está sujeta a varios reclamos, juicios y otros procedimientos legales, surgidos en el curso ordinario de su negocio. Los pasivos de la Compañía con respecto a dichas reclamos, juicios y otros procedimientos legales no pueden estimarse con certeza absoluta. Por consiguiente, periódicamente la Compañía revisa el estado de cada contingencia y evalúa el posible pasivo financiero, aplicando los criterios indicados en la Nota 21.3, para lo cual la Gerencia formula sus estimaciones con la asistencia de asesores legales principalmente, basados en la información disponible en la fecha de los estados financieros, y teniendo en cuenta las estrategias de litigio, resolución o liquidación.

Las contingencias incluyen juicios pendientes o reclamos por posibles daños y/o reclamos de terceros en el curso ordinario del negocio de la Compañía, así como los reclamos de terceros derivados de disputas relacionadas con la interpretación de la legislación(es) aplicables.

La Compañía evalúa si existen gastos adicionales directamente asociados con la resolución de cada contingencia, en cuyo caso se incluyen en la provisión mencionada, siempre que los mismos puedan ser estimados razonablemente.

3.1.2 Remediación ambiental

Los costos incurridos para limitar, neutralizar o prevenir la contaminación ambiental sólo se capitalizan si se cumple al menos una de las siguientes condiciones: (a) dichos costos se relacionan con mejoras en la seguridad; (b) se previene o limita el riesgo de contaminación ambiental; o (c) los costos se incurren para preparar los activos para la venta y el valor en libros (el cuál considera estos costos) de dichos activos no excede su correspondiente valor de recuperación.

Los pasivos relacionados con los costos de remediación futuros se registran cuando, basado en las evaluaciones ambientales, es probable que dichos pasivos se materialicen, y los costos se pueden estimar de manera razonable. El reconocimiento real y el monto de estas provisiones generalmente se basan en los compromisos adquiridos por la Compañía para realizarlos, tales como un plan de remediación aprobado o la venta o disposición de un activo. La provisión se reconoce sobre la base de que compromiso de remediación futuro será requerido.

La Compañía mide los pasivos en función de su mejor estimación del valor actual de los costos futuros, utilizando la tecnología actualmente disponible y aplicando las leyes y regulaciones ambientales actuales, así como sus políticas ambientales internas vigentes.

3.1.3 Combinaciones de negocios

El método de adquisición implica la medición a valor razonable de los activos identificables adquiridos y los pasivos asumidos en la combinación de negocios, en la fecha de adquisición.

Con el propósito de determinar el valor razonable de los activos identificables, la Compañía debe utilizar el enfoque de valuación más representativo para cada activo. Estos métodos incluyen el enfoque de ingresos, a través de flujos de efectivo indirectos (valor presente neto de los flujos de efectivo futuros esperados) o mediante el método de ganancias en exceso de múltiples períodos; ii) enfoque de costos (valor de reemplazo del bien ajustado por la pérdida debida al deterioro físico, obsolescencia funcional y económica); y iii) enfoque de mercado a través de un método de transacciones comparables.

Asimismo, para determinar el valor razonable de los pasivos asumidos, la Compañía debe considerar la probabilidad de salidas de efectivo que se requerirán para cada contingencia y elabora las estimaciones con la asistencia de asesores legales, basándose en la información disponible y teniendo en cuenta la estrategia de litigios y resolución/liquidación.

Se requiere un juicio crítico de la gerencia para seleccionar el enfoque que se utilizará y estimar los flujos de efectivo futuros. Los flujos de efectivo reales y los valores pueden diferir significativamente de los flujos de efectivo futuros esperados y los valores relacionados obtenidos a través de las técnicas de valoración mencionadas.

3.1.4 Acuerdos conjuntos

El Grupo debe evaluar si tiene control conjunto sobre un acuerdo, lo cual requiere de una evaluación de las actividades relevantes y las decisiones en relación con esas actividades relevantes que requieren el consentimiento unánime. El Grupo ha determinado que las actividades relevantes para sus acuerdos conjuntos son aquellas relacionadas con las decisiones operativas de capital, incluida la aprobación del programa anual de trabajo de capital y gastos operativos; el presupuesto para el acuerdo conjunto; así como la aprobación de los proveedores de servicios elegidos para cualquier gasto de capital importante según lo exijan los acuerdos operativos conjuntos. Las contraprestaciones hechas para determinar el control conjunto son similares a las necesarias para determinar el control sobre las inversiones como se establece en la Nota 2.3.

La aplicación del juicio también es requerida para clasificar un acuerdo conjunto. La clasificación de acuerdos requiere que el Grupo evalúe sus derechos y obligaciones que surgen del acuerdo. Específicamente, el Grupo considera:

- La estructura del acuerdo conjunto, si se estructura a través de un vehículo separado
- Cuando el acuerdo se estructura a través de un vehículo separado, el Grupo también considera los derechos y obligaciones que surgen de:
    - La forma jurídica del vehículo separado;
    - Los términos del acuerdo contractual;
    - Otros hechos y circunstancias, según el caso.

Esta evaluación a menudo requiere un juicio significativo. Una conclusión errónea sobre si un acuerdo es un control conjunto o bien si el mismo es una operación conjunta o una inversión en negocio conjunto, puede afectar significativamente la contabilidad, según lo establecido en la Nota 2.3.

3.1.5 Moneda funcional

La moneda funcional para el Grupo y sus subsidiarias es la moneda del entorno económico primario en el que opera la entidad. La moneda funcional de cada subsidiaria del Grupo es el dólar estadounidense. La determinación de la moneda funcional puede involucrar la realización de ciertos juicios tal y como la identificación del entorno económico primario y el Grupo reconsidera la moneda funcional de sus subsidiarias si hay un cambio en los eventos y condiciones, las cuáles son determinadas por el entorno económico primario.

3.2 Fuentes clave de incertidumbre en la estimación

A continuación, se detallan las principales estimaciones que poseen un riesgo significativo y podrían generar ajustes en los montos de los activos y pasivos del Grupo durante el próximo año:

3.2.1 Deterioro del crédito mercantil

El crédito mercantil se revisa anualmente por deterioro o con mayor frecuencia, si los eventos o cambios en las circunstancias indican que a cantidad recuperable del grupo de UGE a las que se relaciona el fondo de comercio deben ser analizadas. Al evaluar si el crédito mercantil se ha deteriorado, el valor en libros del grupo de UGE a las que se ha asignado el crédito mercantil se compara con su valor recuperable. Cuando el monto recuperable del grupo de UGE es menor que el valor en libros (incluido el crédito mercantil), se reconoce un deterioro.

El Grupo tiene un crédito mercantil de 28.484 en su estado de situación financiera al 31 de diciembre de 2018, y no registra saldos al 31 de diciembre de 2017 ni al 1 de enero de 2017 (Nota 14), principalmente relacionados con la combinación inicial de negocios (Nota 31). Para propósitos de la prueba de deterioro, el crédito mercantil generado a través de las adquisiciones e PELSA y APCO (Ver Notas 31.1 y 31.3) se ha asignado a la UGE de Bajada de Palo y el crédito mercantil generado a través de la adquisición de JDM/Medanito (Nota 31.2) se ha asignado a la UGE de JDM/Medanito al 31 de diciembre de 2018.

La determinación en cuanto a si un crédito mercantil de una UGE o de un grupo de UGEs está deteriorado, involucra estimaciones de la gerencia en asuntos altamente inciertos, incluida la determinación del agrupamiento apropiado de UGE para fines de prueba de deterioro del crédito mercantil. La Compañía supervisa el crédito mercantil para fines de administración interna según su segmento de negocio único.

Al probar el crédito mercantil por deterioro, la Compañía utiliza el enfoque descrito en la Nota 3.2.2.

Al 31 de diciembre de 2018, el grupo de UGEs con el crédito mercantil asignado no estaba en riesgo de deterioro según la prueba de deterioro realizada a esa fecha (Nota 3.2.2). No se reconocieron pérdidas por deterioro durante el período del 4 de abril de 2018 al 31 de diciembre de 2018.

3.2.2 Deterioro de los activos no financieros distintos del crédito mercantil

Los activos no financieros, incluidos los activos intangibles identificables, se revisan para determinar su deterioro al nivel más bajo en el que existen flujos de efectivo identificables por separado que son en gran medida independientes de los flujos de efectivo de otros grupos de activos o UGEs. A estos efectos, cada una de las propiedades petrolíferas y de gas de propiedad o explotación conjunta se ha considerado como una única UGE, ya que todos y cada uno de sus activos contribuyen conjuntamente a la generación de entradas de efectivo independientes, que se derivan de un único producto, por lo que las entradas de efectivo no pueden atribuirse a activos individuales.

Para evaluar si existe evidencia de que una UGE podría estar deteriorada, se analizan las fuentes de información tanto externas como internas, siempre que los eventos o cambios en las circunstancias indiquen que el valor contable de un activo o UGE puede no ser recuperable. Ejemplos de estos acontecimientos son: cambios en los planes de negocio del grupo, cambios en las hipótesis del grupo sobre los precios de las materias primas y los tipos de descuento, pruebas de daños físicos o, en el caso de los activos de petróleo y gas, revisiones significativas a la baja de las reservas estimadas o aumentos en los gastos de desarrollo futuros estimados o en los costos de desmantelamiento, el costo de las materias primas, el marco regulador, las inversiones de capital previstas y la evolución de la demanda. Si existe algún indicio de deterioro, la Compañía realiza una estimación del valor recuperable del activo o de la UGE.

El valor recuperable de una UGE es el mayor entre su valor razonable menos los costos de enajenación o disposición por otra vía y su valor de uso. Cuando el importe en libros de una UGE excede a su importe recuperable, la UGE se considera deteriorada y se reduce a su importe recuperable. Dada la naturaleza de las actividades de la Compañía, la información sobre el valor razonable de un activo o UGE suele ser difícil de obtener a menos que se estén llevando a cabo negociaciones con compradores potenciales u operaciones similares. En consecuencia, salvo indicación en contrario, el importe recuperable utilizado en la evaluación del deterioro es el valor de uso.

El valor de uso de cada UGE se estima en función del valor actual de los flujos de efectivo netos futuros que generarán las UGE. Los planes de negocio de cada UGE, que son aprobados anualmente por la dirección ejecutiva, son la principal fuente de información para la determinación del valor de uso. Contienen hipótesis para la producción de petróleo, gas licuado de petróleo ("NGL" por sus siglas en inglés) y gas natural, volúmenes de ventas, costos y gastos de capital. Como paso inicial en la preparación de estos planes, la dirección ejecutiva establece diversos supuestos sobre las condiciones del mercado, como los precios del petróleo, el gas natural, los tipos de cambio y las tasas de inflación. Estos supuestos tienen en cuenta los precios existentes, el equilibrio entre la oferta y la demanda mundial de petróleo y gas natural, otros factores macroeconómicos y las tendencias y la variabilidad históricas. Al evaluar el valor de uso, los flujos de efectivo futuros estimados se ajustan para tener en cuenta los riesgos específicos del grupo de activos y se descuentan a su valor actual utilizando un tipo de descuento después de impuestos que refleja las evaluaciones actuales del mercado del valor tiempo del dinero.

En cada fecha de cierre del año se evalúa si existe algún indicio de que las pérdidas por deterioro previamente reconocidas hayan dejado de existir o hayan disminuido. Si existe tal indicación, se estima el importe recuperable. Una pérdida por deterioro previamente reconocida se revierte sólo si ha habido un cambio en las estimaciones utilizadas para determinar el valor recuperable del activo desde que se reconoció la última pérdida por deterioro. Después de una reversión, el cargo por depreciación se ajusta en años futuros para distribuir el importe en libros revisado del activo, menos cualquier valor residual, de forma sistemática a lo largo de su vida útil restante.

La determinación de si un activo o UGE está deteriorado, y en qué medida, implica estimaciones de la Gerencia sobre cuestiones altamente inciertas como los efectos de la inflación y la deflación en los gastos de explotación, las tasas de descuento, los perfiles de producción, las reservas y los recursos, y los precios futuros de los productos básicos, incluyendo las perspectivas de las condiciones de la oferta y la demanda en los mercados mundiales o regionales para el petróleo crudo y el gas natural. Se requiere juicio cuando se determina la agrupación apropiada de activos fijos en una UGE. Los flujos de efectivo reales y los valores pueden diferir significativamente de los flujos de efectivo futuros esperados y de los valores relacionados obtenidos mediante técnicas de descuento, lo que podría dar lugar a un cambio significativo en los valores contables de los activos del Grupo.

Principales supuestos utilizados

El cálculo del valor de uso realizado por la Compañía para la UGE Bajada del Palo, la UGE Agua Amarga y la UGE Entre Lomas, la UGE Jagüel de los Machos, UGE 25 de Mayo - Medanito, UGE Coirón Amargo Sur Oeste, UGE Coirón Amargo Norte, UGE Acambuco y UGE Sur Río Deseado Este es más sensible a los siguientes supuestos:

	Sucesora – Al 31 de diciembre de 2018	**Predecesora – Al 3 de abril de 2018**	**Predecesora – Al 31 de diciembre de 2017**	**Predecesora – Al 1 de enero de 2017**
Tasas de descuento (después de impuestos)	11,90%	11,25%	10,10%	10,66%
Precios del petróleo crudo, del gas licuado de petróleo y del gas natural				
Petróleo crudo - Brent (USD/bbl.)				
2017	-	-	-	55,00
2018	-	64,50	64,50	62,00
2019	70	65,00	65,00	65,00
2020	71,30	66,00	66,00	63,00
2021	69,60	65,90	65,90	65,00
2022	70	65,00	65,00	65,00
En adelante	67,50	65,00	65,00	65,00
Gas licuado de petróleo – Precios locales (US$/MMBTU)				
2017	-	-	-	4,60
2018	-	4,60	4,60	4,60
2019	4,60	4,50	4,50	4,50
2020	4,60	4,50	4,50	4,50
2021	4,60	4,50	4,50	4,50
2022	4,60	4,50	4,50	4,50

	Sucesora – Al 31 de diciembre de 2018	Predecesora – Al 3 de abril de 2018	Predecesora – Al 31 de diciembre de 2017	Predecesora – Al 1 de enero de 2017
En adelante	4,60	4,50	4,50	4,50
Gas licuado de petróleo – Precios locales (US$/Tn.)				
En adelante	430	439	439	439
Tipo de cambio (ARS/USD)				
2017	-	-	-	18,00
2018	-	24,20	24,20	24,20
2019	47,00	30,40	30,40	30,40
2020	54,00	34,80	34,80	34,80
2021	60,00	38,60	38,60	38,60
2022	74,60	38,60	38,60	38,60
En adelante	74,60	38,60	38,60	38,60
Tasa de inflación de Argentina (2018-2021 del FMI)				
2017	-	-	-	-
2018	-	28%	28%	28%
2019	28,80%	17%	17%	17%
2020	13%	13%	13%	13%
2021 en adelante	9%	9%	9%	9%
Tasa de inflación de EE.UU.				
En adelante	+0%	+2%	+2%	+2%

Tasas de descuento: Las tasas de descuento representan el valor actual del mercado de los riesgos específicos de PELSA o del Grupo, teniendo en cuenta el valor temporal del dinero y los riesgos individuales de los activos subyacentes que no han sido incorporados en las estimaciones de flujos de efectivo. El cálculo de la tasa de descuento se basa en las circunstancias específicas de PELSA o del Grupo y se deriva de su Costo Promedio Ponderado de Capital (WACC, por sus siglas en inglés), con los ajustes adecuados para reflejar los riesgos y determinar la tasa después de impuestos. La tasa de impuesto a la utilidad utilizada es la tasa impositiva vigente en Argentina del 30% para 2018 y 2019 y del 25% para 2020 en adelante (con base en la modificación de la ley de impuesto a la utilidad del año 2017 explicada en la Nota 31). La WACC toma en cuenta tanto el costo de la deuda como el costo del capital. Para el cálculo del WACC se utilizaron datos de mercado público de ciertas empresas que se consideran similares a VISTA según la industria, región y especialidad ("Comparables").

El costo del capital se deriva del rendimiento esperado de la inversión por parte de los inversionistas del Grupo que surgen del Modelo de valoración de activos de capital. El costo de la deuda se deriva del costo de los bonos corporativos de comparables.

Precios del petróleo crudo, gas natural y gas licuado de petróleo: los precios de los productos básicos previstos se basan en las estimaciones de la administración y los datos de mercado disponibles.

Para los precios del petróleo crudo, la Gerencia consideró descuentos o primas según la calidad del petróleo crudo o gas natural producido en cada una de las UGE. La evolución de los precios de Brent se estimó con las proyecciones medias de analistas de diferentes bancos sobre el precio de Brent para los próximos cinco años.

Con el fin de pronosticar el precio local del gas natural a 9.300 kcal/m3 ("Precio del gas"), dado que está desacoplado del precio internacional del gas y está influenciado por el nivel de oferta y demanda de Argentina, la administración utilizó un promedio del precio recibido por la venta de gas en cada una de las UGE. El precio del gas se ajusta linealmente por el valor calorífico del gas producido de cada una de las UGE.

El supuesto a largo plazo de VISTA para los precios del petróleo es similar al reciente precio de mercado que refleja el juicio de que los precios recientes son consistentes con que el mercado puede producir suficiente petróleo para satisfacer la demanda global de manera sostenible en el largo plazo.

Producción y volúmenes de reservas: el nivel de producción futuro estimado en todas las pruebas de deterioro se basa en suposiciones sobre los precios futuros de los productos básicos, los costos de producción y desarrollo, las tasas de disminución de campo, los regímenes fiscales actuales y otros factores. Los supuestos de reservas para las pruebas de valor de uso están restringidos a las reservas probadas y probables. Para estimar el nivel futuro de producción, los informes de reservas auditados por ingenieros externos se utilizaron ajustándose por la temporalidad de la actividad (por ejemplo, perforación de nuevos pozos y reacondicionamientos) para adaptarse a los planes de Vista. Estos supuestos reflejan todas las reservas y recursos que la administración cree que un participante del mercado consideraría al valorar el activo. Al determinar el valor recuperable, los factores de riesgo se pueden aplicar a las reservas y los recursos, que no cumplen con los criterios para ser tratados como comprobados. Para cada tipo de reserva, la administración utilizó un factor de riesgo entre el 70% y el 100% de éxito a partir de su valor potencial total estimado.

Tasas de cambio e inflación: Para la evolución del tipo de cambio y la tasa de inflación de Argentina en pesos, se llevó a cabo un análisis integral, incorporando las propias proyecciones de la Compañía, las expectativas del mercado y las estimaciones del Poder Ejecutivo de Argentina. Con respecto a la tasa de inflación de los Estados Unidos en dólares estadounidenses, la administración consideró los pronósticos de la Junta de Gobernadores de la FED (Reserva Federal de los Estados Unidos).

Sensibilidad a los cambios en los supuestos

Con respecto a la evaluación del valor de uso al 31 de diciembre de 2018, la administración considera que no hay cambios razonablemente posibles en ninguno de los supuestos principales anteriores que podrían causar que el valor en libros de cualquier UGE exceda sustancialmente su valor recuperable.

Con respecto a la evaluación del valor de uso al 31 de diciembre de 2017 y al 1 de enero de 2017, los análisis de sensibilidad a continuación se han determinado en función de los cambios razonablemente posibles de las suposiciones respectivas que se producen al final del período del informe, mientras se mantienen constantes todas las demás suposiciones.

	Predecesor Al 31 de diciembre de 2017	**Predecesor Al 1 de enero de 2017**
Tasa de descuento	+/- 100 puntos básicos	+/- 100 puntos básicos
Valor en libros	(0.100) / 0.900	(3.500) / 3.700
Precios esperados del petróleo crudo, gas natural y GLP	+/- 10%	+/- 10%
Valor en libros	4.000 / (3.100)	39.100 / (40.400)
Tipo de cambio (ARS/Dólares estadounidenses)	+/- 10%	+/- 10%
Valor en libros	1.800 / (1.100)	12.900 / (15.800)
Tasa de inflación en Argentina	+/- 10%	+/- 10%
Valor en libros	(1.000) / 1.900	(1.500) / 1.200

El análisis de sensibilidad presentado anteriormente puede no ser representativo del cambio real del valor en libros, ya que es poco probable que el cambio en los supuestos se produzca de forma aislada, debido a que algunos de los supuestos pueden estar correlacionados.

Al 31 de diciembre de 2018, al 31 de diciembre de 2017 y al 1 de enero de 2017, el valor neto en libros de propiedades, planta y equipos y Activos intangibles se muestra en las Notas 13 y 14, respectivamente.

No se reconocieron pérdidas por deterioro o recuperación durante el período del 4 de abril de 2018 al 31 de diciembre de 2018.

Durante el período del 1 de enero de 2018 al 3 de abril de 2018, el año terminado el 31 de diciembre de 2017 y al 1 de enero de 2017, se reconoció un (recupero) / pérdida por deterioro de cero, (5.290) y 39.620 con respecto a la producción de propiedades de petróleo y gas que corresponden principalmente a las UGE de Agua Amarga y Entre Lomas.

Los factores desencadenantes de las pruebas de deterioro de la UGE fueron principalmente el efecto de la variabilidad de los precios, la situación macroeconómica de la Argentina durante esos períodos y la variabilidad de la tasa de descuento. El monto recuperable se basó en la estimación de la administración de VIU al 31 de diciembre de 2018, 3 de abril de 2018, 31 de diciembre de 2017 y 1 de enero de 2017.

3.2.3 Impuesto a la utilidad corriente y diferido / Impuesto sobre la utilidad mínima presunta

La Administración de la Compañía debe evaluar regularmente las posiciones fiscales informadas en las declaraciones de impuestos anuales, teniendo en cuenta las regulaciones fiscales aplicables y, en caso de ser necesario, reconocer las provisiones correspondientes por los montos que la Compañía deberá pagar a las autoridades fiscales. Cuando el resultado fiscal final de estas partidas difiere de los montos inicialmente reconocidos, esas diferencias tendrán un efecto en el impuesto a la utilidad y en la provisión del impuesto diferido en el año fiscal en que se realice dicha determinación.

Hay muchas transacciones y cálculos para los cuales la determinación final de impuestos es incierta. La Compañía reconoce los pasivos por eventuales reclamaciones tributarias basadas en estimaciones de si se adeudarán impuestos adicionales en el futuro.

Los activos por impuestos diferidos se revisan en cada fecha de reporte y se modifican de acuerdo con la probabilidad de que la base imponible permita la recuperación total o parcial de estos activos. Los activos y pasivos por impuestos diferidos no se descuentan. Al evaluar la realización de los activos por impuestos diferidos, la Gerencia considera si es probable que una parte o la totalidad de los mismos no se realicen, lo que depende de la generación de ingresos imponibles futuros en los períodos en que estas diferencias temporarias se vuelven deducibles. Para realizar esta evaluación, la Gerencia toma en consideración la reversión prevista de los pasivos por impuestos diferidos, las proyecciones de las ganancias gravables futuras y las estrategias de planificación tributaria.

Los supuestos sobre la generación de ganancias imponibles futuras dependen de las estimaciones de la Gerencia de los flujos de efectivo futuros. Estas estimaciones se basan en los flujos futuros previstos de las operaciones, que se ven afectadas por los volúmenes de producción y ventas; los precios del petróleo y el gas; las reservas; los costos operativos; los costos de desmantelamiento; los gastos de capital; los dividendos y otras transacciones de gestión de capital; y el juicio sobre la aplicación de las leyes fiscales vigentes en cada jurisdicción. En la medida en que los flujos de efectivo futuros y los ingresos gravables difieran significativamente de las estimaciones, la capacidad del Grupo para realizar los activos por impuestos diferidos netos registrados en la fecha de reporte podría verse afectada.

Además, los cambios futuros en las leyes fiscales en las jurisdicciones en las que opera el Grupo podrían limitar la capacidad del mismo para obtener deducciones fiscales en períodos futuros.

El valor en libros al 31 de diciembre de 2018, 31 de diciembre de 2017 y 1 de enero de 2017 del pasivo por impuesto diferido neto es de 133.757, 28.840 y 38.559, respectivamente y el pasivo por impuesto a la utilidad es de 22.429, 1.401 y 5.454, respectivamente.

3.2.4 Obligaciones por taponamiento de pozos

Las obligaciones por taponamiento de pozos al final de la vida de la concesión, requiere que la Administración de la Compañía calcule la cantidad de pozos, los costos de abandono a largo plazo de los mismos y el tiempo restante hasta el abandono. Las cuestiones tecnológicas, de costos, políticas, ambientales y de seguridad cambian constantemente y pueden dar lugar a diferencias entre los costos y estimaciones futuros reales.

Las estimaciones de las obligaciones por taponamiento de pozos deberán ser ajustadas por la Compañía al menos una vez al año, o bien cuando se produzcan cambios en los criterios de evaluación asumidos.

El valor en libros al 31 de diciembre de 2018, al 31 de diciembre de 2017 y al 1 de enero de 2017 de las obligaciones por taponamiento de pozos es de 16.253, 15.642 y 13.740, respectivamente.

3.2.5 Reservas de petróleo y gas

La Propiedad, planta y equipos de petróleo y gas es depreciada utilizando el método de unidades de producción ("UDP") sobre el total de reservas probadas. Las reservas se refieren a los volúmenes de petróleo y gas que son económicamente producibles, en las áreas donde la Compañía opera o tiene participación (directa o indirecta) y sobre los cuales la Compañía tiene derechos de explotación, incluidos los volúmenes de petróleo y gas relacionados con los acuerdos de servicio bajo los cuales la Compañía no tiene derechos de propiedad sobre las reservas o los hidrocarburos obtenidos y los estimados que se producirán para la empresa contratante en virtud de contratos de servicios.

La vida útil de cada activo de la propiedad, planta y equipos se evalúa al menos una vez al año y se toma en consideración tanto las limitaciones de vida física del bien, como las evaluaciones de las reservas económicamente recuperables del campo en el que se encuentra el activo. Existen numerosas incertidumbres en la estimación de reservas probadas y los planes futuros de producción, costos de desarrollo y precios, incluidos varios factores que escapan al control del productor. La estimación de las reservas por parte de los ingenieros es un proceso subjetivo de estimación de acumulaciones subterráneas que implica un cierto grado de incertidumbre. Las estimaciones de reservas dependen de la calidad de los datos de ingeniería y geológicos disponibles a la fecha de la estimación y de la interpretación y el juicio de los mismos.

Las estimaciones de reservas son ajustadas cuando es justificada por los cambios en la evaluación de criterios o al menos una vez al año. Estas reservas se basan en los informes de los profesionales de consultoría de petróleo y gas.

La Compañía utiliza la información obtenida del cálculo de reservas en la determinación de la depreciación de los activos utilizados en las áreas de petróleo y gas, así como también para evaluar la recuperabilidad de estos activos (Ver Notas 3.2.1, 3.2.2, 13 y Nota 35).

3.2.6 Pagos basados en acciones

La estimación del valor razonable de los pagos basados en acciones requiere la determinación del modelo de valoración más apropiado, el cual depende de los términos y condiciones de la adjudicación. Esta estimación también requiere la determinación de los insumos más apropiados para el modelo de valoración, incluida la vida útil esperada de la opción de acciones, la volatilidad y el rendimiento de dividendos, así como la formulación de supuestos con relación a dichos insumos.

Para la medición del valor razonable de las transacciones liquidadas con los empleados en la fecha de adjudicación, la Compañía utiliza un modelo de Black & Sholes. El importe en libros, las hipótesis y los modelos utilizados para estimar el valor razonable de las transacciones con pagos basados en acciones se revelan en la Nota 33.

Nota 4. Información por segmento

El Comité Ejecutivo de Administración (el "Comité") de la Compañía ha sido identificado como el CODM, quien es el responsable de la asignación de recursos y la evaluación del desempeño del segmento operativo. El Comité supervisa los resultados operativos de sus propiedades de petróleo y gas, en función de su producción separada, con el propósito de tomar decisiones sobre la ubicación de los recursos e indicadores de desempeño.

El Comité considera el negocio como un segmento único, la exploración y producción de gas natural, GLP y petróleo crudo (incluye todas las actividades comerciales de exploración y producción), a través de sus propias actividades, subsidiarias y participaciones en operaciones conjuntas, y en función de la naturaleza del negocio, cartera de clientes y riesgos implicados. La Compañía no agregó ningún segmento, ya que sólo tiene uno.

Al 31 de diciembre de 2018, todos los ingresos se derivan de clientes externos argentinos.

Los criterios contables utilizados por las subsidiarias para medir los resultados, activos y pasivos de los segmentos son consistentes con los utilizados en estos estados financieros consolidados.

La siguiente tabla resume los activos no corrientes por área geográfica:

	Sucesora Consolidado Al 31 de diciembre de 2018	Predecesora Al 31 de diciembre de 2017	Predecesora Al 1 de enero de 2017
Argentina	871.313	260.547	288.676
México	29.684	-	-
Total	900.997	260.547	288.676

Nota 5. Ingresos

	Sucesora Consolidado Período del 4 de abril de 2018 al 31 de diciembre de 2018	Predecesora Período del 1 de enero de 2018 al 3 de abril de 2018	Predecesora Año terminado el 31 de diciembre de 2017
Venta de bienes y servicios	331.336	44.463	198.075
Ingresos por contratos con clientes	331.336	44.463	198.075

Las transacciones del Grupo y los ingresos principales se describen en Nota 2.4.7. Los ingresos del Grupo se derivan de los contratos con clientes.

5.1 Información desglosada de ingresos

Tipo de productos	Sucesora Consolidado Período del 4 de abril de 2018 al 31 de diciembre de 2018	Predecesora Período del 1 de enero de 2018 al 3 de abril de 2018	Predecesora Año terminado el 31 de diciembre de 2017
Ingresos por ventas de petróleo crudo	260.079	31.501	146.635
Ingresos por ventas de gas natural	65.164	11.418	45.947
Ingresos por ventas de Gas Licuado de Petróleo	6.093	1.544	5.477
Ingresos por ventas de otros bienes y servicios	-	-	16
Ingresos por contratos con clientes	331.336	44.463	198.075

Canales de distribución	Sucesora Consolidado Período del 4 de abril de 2018 al 31 de diciembre de 2018	Predecesora Período del 1 de enero de 2018 al 3 de abril de 2018	Predecesora Año terminado el 31 de diciembre de 2017
Refinerías	260.079	31.501	146.635
Distribuidores minoristas de gas natural	10.254	-	893
Gas natural para generación eléctrica	3.670	2.689	18.374
Industrias	51.240	8.729	26.680
Comercialización de Gas Licuado de Petróleo	6.093	1.544	5.477
Otros canales de venta	-	-	16
Ingresos por contratos con clientes	331.336	44.463	198.075

5.2 Obligaciones de desempeño

Las obligaciones de desempeño del Grupo se relacionan con la transferencia de bienes a sus clientes. El negocio de exploración y producción involucra todas las actividades relacionadas con la exploración, el desarrollo y la producción de petróleo y gas natural. Los ingresos se generan principalmente a partir de la venta de petróleo producido, gas natural y Gas Licuado de Petróleo a terceros en un momento determinado.

Nota 6. Costos de ventas

Nota 6.1 Fluctuación del stock de petróleo crudo

	Sucesora Consolidado Período del 4 de abril de 2018 al 31 de diciembre de 2018	Predecesora Período del 1 de enero de 2018 al 3 de abril de 2018	Predecesora Año terminado el 31 de diciembre de 2017
Inventario de petróleo al inicio del período/año	2.201 (1)	1.468	9.024
Más: Variación del período/año			
Incorporación de inventarios por adquisición de compañías	2.398	-	-
Menos: Inventario de petróleo al final del período/año	(5.840)	(2.201)	(1.468)
Total fluctuación del stock de petróleo crudo	**(1.241)**	**(733)**	**7.566**

(1) El inventario de petróleo crudo adquirido a PELSA por un monto de 2.201 se incluye en los inventarios al inicio del período de la entidad Sucesora.

(2) Este monto incluye el inventario de petróleo crudo adquirido a APCO por un monto de 1.977 y el 3.85% por un monto de 422. No se adquirió inventario de JdM ni de Medanito.

Nota 6.2 Costo de operación

	Sucesora Consolidado Período del 4 de abril de 2018 al 31 de diciembre de 2018	Predecesora Período del 1 de enero de 2018 al 3 de abril de 2018	Predecesora Año terminado el 31 de diciembre de 2017
Consumo de materiales y reparaciones	44.363	4.028	15.416
Honorarios y compensación por servicios	21.144	10.956	47.371
Salarios y contribuciones sociales	7.353	1.515	7.714
Servidumbre y cánones	7.147	1.329	4.082
Transporte	2.204	113	531
Beneficios a empleados	1.421	270	1.240
Gastos generales	2.613	156	1.107
Total gastos de operación	**86.245**	**18.367**	**77.461**

Nota 7. Gastos de venta

	Sucesora Consolidado Período del 4 de abril de 2018 al 31 de diciembre de 2018	Predecesora Período del 1 de enero de 2018 al 3 de abril de 2018	Predecesora Año terminado el 31 de diciembre de 2017
Impuestos, tasas y contribuciones	10.349	1.506	6.739
Transporte	5.878	787	3.593
Impuesto sobre transacciones bancarias	4.390	648	2.367
Reserva por pérdidas crediticias esperadas	539	49	-
Honorarios y compensación por servicios	158	101	542
Otros	27	-	23
Total gastos comerciales	**21.341**	**3.091**	**13.264**

Nota 8. Gastos generales y de administración

	Sucesora Consolidado Período del 4 de abril de 2018 al 31 de diciembre de 2018	Predecesora Período del 1 de enero de 2018 al 3 de abril de 2018	Predecesora Año terminado el 31 de diciembre de 2017
Honorarios y compensación por servicios	9.067	67	293
Salarios y contribuciones sociales	6.493	375	2.913
Gastos por pagos basados en acciones	4.021	-	-
Beneficios a empleados	2.366	253	639
Impuestos, tasas y contribuciones	951	18	27
Otros gastos de personal	696	-	-
Honorarios de directores y síndicos	289	-	-
Publicidad y promoción institucional	272	-	-
Depreciación de propiedad, planta y equipo	-	518	2.066
Otros	47	235	836
Total gastos generales y de administración	**24.202**	**1.466**	**6.774**

Nota 9. Gastos de exploración

	Sucesora Consolidado Período del 4 de abril de 2018 al 31 de diciembre de 2018	Predecesora Período del 1 de enero de 2018 al 3 de abril de 2018	Predecesora Año terminado el 31 de diciembre de 2017
Gastos geológicos y geofísicos	637	44	320
Salarios y contribuciones sociales	-	74	642
Beneficios a empleados	-	16	87
Total gastos de exploración	**637**	**134**	**1.049**

Nota 10. Otros ingresos y gastos operativos

Note 10.1 Otros ingresos operativos

	Sucesora Consolidado Período del 4 de abril de 2018 al 31 de diciembre de 2018	Predecesora Período del 1 de enero de 2018 al 3 de abril de 2018	Predecesora Año terminado el 31 de diciembre de 2017
Servicios de terceros[1]	2.699	763	412
Compensación de inyección de gas excedente (SGIC por sus siglas en inglés)	-	291	16.938
Ganancia por la venta de propiedad, planta y equipo	-	-	384
Reversión de la reserva para pérdidas crediticias esperadas	-	-	13
Otros	-	186	55
Total otros ingresos operativos	**2.699**	**1.240**	**17.802**

(1) Corresponde a los servicios prestados a los clientes que no corresponden a la actividad principal de la Compañía, estos ingresos se reconocen como se describe en la Nota 2.4.7.2.

10.2 Otros gastos operativos

	Sucesora Consolidado Período del 4 de abril de 2018 al 31 de diciembre de 2018	Predecesora Período del 1 de enero de 2018 al 3 de abril de 2018	Predecesora Año terminado el 31 de diciembre de 2017
Gastos de reestructuración [1]	12.018	-	-
Gastos relacionados con la combinación de negocios (Nota 31)	2.380	-	-
Provisión por remediación ambiental	1.168	-	-
Provisión por obsolescencia de inventarios	1.125	-	491
Provisión para contingencias (Nota 21)	240	2	2.566
Canon extraordinario sobre SGIC	-	133	1.711
Otros	1.166	-	357
Total otros gastos operativos	**18.097**	**135**	**5.125**

[1] Durante el período del 4 de abril de 3018 al 31 de diciembre de 2018, la Compañía registró cargos por reestructuración que incluyen pagos de indemnización y otros pagos relacionados, dichos cargos se relacionan principalmente con la reorganización de la estructura del Grupo.

Note 11. Resultados Financieros

11.1 Ingresos por intereses

	Sucesora Consolidado Período del 4 de abril de 2018 al 31 de diciembre de 2018	Predecesora Período del 1 de enero de 2018 al 3 de abril de 2018	Predecesora Año terminado el 31 de diciembre de 2017
Intereses sobre bonos del gobierno a costo amortizado	407	239	166
Intereses financieros	2.125	-	-
Total ingresos por intereses	**2.532**	**239**	**166**

11.2 Gastos por intereses

	Sucesora Consolidado Período del 4 de abril de 2018 al 31 de diciembre de 2018	Predecesora Período del 1 de enero de 2018 al 3 de abril de 2018	Predecesora Año terminado el 31 de diciembre de 2017
Intereses por préstamos bancarios (Nota 17.1.1)	15.546	-	-
Otros intereses	200	23	18
Total gastos por intereses	**15.746**	**23**	**18**

11.3 Otros resultados financieros

	Sucesora Consolidado Período del 4 de abril de 2018 al 31 de diciembre de 2018	Predecesora Período del 1 de enero de 2018 al 3 de abril de 2018	Predecesora Año terminado el 31 de diciembre de 2017
Diferencia de cambio de moneda extranjera, neta	3.005	(995)	(1.506)
Cambios en el valor razonable de bonos y letras del gobierno y fondos comunes de inversión	1.415	69	1.885
Cambios en el valor razonable de los títulos del promotor (Nota 17.2)	(8.860)	-	-
Interés devengados por taponamiento de pozos	(897)	(233)	(815)
Descuento de activos y pasivos a valor presente	(2.743)	-	-
Costos por cancelación anticipada de préstamos bancarios y otros costos financieros (Nota 17.1.1)	(14.474)	-	-
Otros	(366)	-	-
Total otros resultados financieros	**(22.920)**	**(1.159)**	**(436)**

Nota 12. Ganancias por acción

a) Básica

Las ganancias (pérdidas) básicas por acción se calculan dividiendo el resultado atribuible a los tenedores de intereses del capital de la Compañía y de su Predecesora, respectivamente, por el promedio ponderado de las acciones comunes en circulación durante el período/año de la Compañía y de su Predecesora, respectivamente.

b) Diluida

Las ganancias (pérdidas) diluidas por acción se calculan ajustando el promedio ponderado de las acciones comunes en circulación de la Compañía y de su Predecesora, respectivamente, para reflejar la conversión de todas las acciones comunes con potencial de dilución.

Las acciones comunes potenciales se considerarán dilutivas solo cuando su conversión a acciones comunes pueda reducir las ganancias por acción o aumentar las pérdidas por acción del negocio continuo. Las acciones comunes potenciales se considerarán anti-dilutivas cuando su conversión a acciones comunes pueda resultar en un aumento en las ganancias por acción o una disminución en las pérdidas por acción de las operaciones continuas.

El cálculo de las ganancias (pérdidas) diluidas por acción no implica una conversión, el ejercicio u otra emisión de acciones que puedan tener un efecto antidilutivo sobre las pérdidas por acción, o cuando el precio de ejercicio de la opción sea mayor que el precio promedio de acciones comunes durante el período, no se registra ningún efecto de dilución, siendo la ganancia (pérdida) diluida por acción igual a la básica.

Al 3 de abril de 2018 y al 31 de diciembre de 2017, la Compañía Predecesora no posee acciones dilutivas potenciales ni acciones dilutivas potenciales anti-dilutivas; por lo tanto, no hay diferencias con las ganancias (pérdidas) básicas por acción.

	Predecesora Período del 1 de enero de 2018 al 3 de abril de 2018	**Predecesora Año terminado el 31 de diciembre de 2017**
(Pérdida) ganancia neta del período / año	(6.649)	13.905
Número promedio ponderado de acciones ordinarias (Número de acciones)	95.443.572	95.443.572
(Pérdidas) Ganancias básicas y diluidas por acción ordinaria (en Dólares estadounidenses por acción)	(0,07)	0,14

Al 31 de diciembre de 2018, VISTA tiene acciones que pueden potencialmente diluirse. La pérdida básica por acción (LPS) se calcula dividiendo la pérdida neta por el número promedio ponderado de acciones comunes en circulación durante el año. La pérdida por acción (LPS) diluida se calcula dividiendo la pérdida por el número promedio ponderado de acciones comunes en circulación durante el año, más el número promedio ponderado de acciones comunes se emitiría tras la conversión de todos los instrumentos con potencial dilución en acciones comunes salvo que dichas acciones no puedan diluirse.

	Sucesora Período del 4 de abril de 2018 al 31 de diciembre de 2018
Pérdida neta del período	(26.382)
Número promedio ponderado de acciones ordinarias (Número de acciones)	70.409.317
Pérdidas básicas y diluidas por acción ordinaria (en Dólares estadounidenses por acción)	(0,37)

Al 31 de diciembre de 2018, VISTA tiene las siguientes acciones comunes potenciales que son anti-dilutivas y, por lo tanto, están excluidas del número promedio ponderado de acciones comunes para el propósito de las ganancias por acción diluidas:

i. 21.666.667 acciones de la Serie A relacionadas con los 65.000.000 de los Títulos de suscripción de acciones Serie A (como se define a continuación) (Nota 20.1),
ii. 9.893.333 relacionados con los 29.680.000 Títulos del promotor (como se define a continuación) (Nota 20.1)
iii. 6.666.667 Acciones de la Serie A relacionadas con los 5.000.000 de contratos de compra a plazo ("FPA") (como se define a continuación) (Nota 20.1),
iv. 500.000 acciones de la Serie A, relacionadas con un determinado acuerdo de suscripción privada (Nota 20.1.2) y
v. 8.750.000 relacionados con los pagos basados en acciones otorgados al empleado (Nota 33).

Debido a la naturaleza anti-dilutiva de las acciones comunes potenciales reveladas anteriormente, no hay diferencias con la pérdida básica por acción.

No ha habido otras transacciones que involucren acciones comunes o acciones comunes potenciales entre la fecha de reporte y la fecha de autorización de estos estados financieros.

Nota 13. Propiedad, planta y equipos

Las variaciones en propiedad, planta y equipos para los períodos del 4 de abril de 2018 al 31 de diciembre de 2018, para el período del 1 de enero de 2018 al 3 de abril de 2018 y para el año terminado el 31 de diciembre de 2017 son los siguientes:

	Terrenos y edificios	Rodados, maquinarias, instalaciones, equipamiento de computación y muebles y útiles	Propiedad de petróleo y gas	Pozos e instalaciones de producción	Obras en curso	Materiales	Total
Costo							
Saldos al 1 de enero de 2017	**351**	**15.898**	**61.991**	**967.931**	**5.508**	**1.796**	**1.053.475**
Altas	-	1.189	-	1.290	28.354	3.093	33.926
Transferencias	-	-	-	29.951	(29.951)	-	-
Bajas	-	(91)	-	-	-	(3.614)	(3.705)
Saldos al 31 de diciembre de 2017	**351**	**16.996**	**61.991**	**999.172**	**3.911**	**1.275**	**1.083.696**
Altas	-	-	-	-	3.999	4.564	8.563
Transferencias	-	644	-	2.995	(3.639)	-	-
Bajas	-	-	-	(288)	-	(1.241)	(1.529)
Saldos al 3 de abril de 2018	**351**	**17.640**	**61.991**	**1.001.879**	**4.271**	**4.598**	**1.090.730**
Depreciación acumulada por la combinación de negocios de PELSA para llegar al valor neto en libros	(69)	(10.698)	(50.152)	(778.061)	-	-	(838.980)
Incorporación por adquisición de negocios de PELSA (Nota 31.1)	14	409	47.725	12.588	225	17	60.978
Incorporación por combinación de negocios de JdM y Medanito (Nota 31.2)	1.818	1.726	-	78.298	4.254	-	86.096
Incorporación por combinación de negocios de APCO (Nota 31.3)	89	2.188	300.997	73.275	1.675	2.162	380.386
Altas	18	1.116	9.000	4.732	117.348[2]	18.085	150.299
Transferencias	-	3.459	-	44.090	(32.178)	(15.371)	-
Bajas	-	(175)	(18.255)[1]	(11.839)	(4.902)	-	(35.171)
Saldos al 31 de diciembre de 2018	**2.221**	**15.665**	**351.306**	**424.962**	**90.693**	**9.491**	**894.338**

Depreciaciones y deterioro acumulados.

Saldos al 1 de enero de 2017	**(62)**	**(9.165)**	**(54.666)**	**(703.433)**	**-**	**-**	**(767.326)**
Depreciaciones y agotamiento del año	(6)	(1.305)	(1.417)	(59.794)	-	-	**(62.522)**
Pérdida/(recupero) por deterioro	-	-	6.467	(1.177)	-	-	**5.290**
Depreciaciones por bajas	-	91	-	-	-	-	**91**
Saldos al 31 de diciembre de 2017	**(68)**	**(10.379)**	**(49.616)**	**(764.404)**	**-**	**-**	**(824.467)**
Depreciaciones y agotamiento del período	(1)	(319)	(536)	(13.657)	-	-	**(14.513)**
Saldos al 3 de abril de 2018	**(69)**	**(10.698)**	**(50.152)**	**(778.061)**	**-**	**-**	**(838.980)**
Reversión de la depreciación acumulada por la combinación de negocios de PELSA	69	10.698	50.152	778.061	-	-	838.980
Depreciaciones y agotamiento del período	(14)	(1.529)	(1.426)	(71.006)	-	-	(73.975)
Depreciaciones por bajas	-	175	-	184	-	-	359
Al 31 de diciembre de 2018	**(14)**	**(1.354)**	**(1.426)**	**(70.822)**	**-**	**-**	**(73.616)**
Valor neto en libros							
Al 31 de diciembre de 2018	**2.207**	**14.311**	**349.880**	**354.140**	**90.693**	**9.491**	**820.722**
Al 31 de diciembre de 2017	**283**	**6.617**	**12.375**	**234.768**	**3.911**	**1.275**	**259.229**
Al 1 de enero de 2017	**289**	**6.733**	**7.325**	**264.498**	**5.508**	**1.796**	**286.149**

(1) Las bajas de propiedad de petróleo y gas por el año 2018 están relacionadas con el acuerdo de intercambio de activos de la propiedad de petróleo y gas de CASO y de petróleo y gas Águila Mora. Esta transacción no generó movimientos de efectivo.

(2) Las altas de obras en curso incluyen pozos de la propiedad de petróleo y gas de Águila Mora por 13.157 (Nota 29.3.5). Esta transacción no generó movimientos de efectivo.

Ver Nota 3 para obtener detalles sobre las pruebas de deterioro de las propiedades del petróleo y el gas.

Nota 14. Crédito mercantil y Otros activos intangibles

Las variaciones en el crédito mercantil y otros activos intangibles para los períodos del 4 de abril de 2018 al 31 de diciembre de 2018, para el período del 1 de enero de 2018 al 3 de abril de 2018 y para el año terminado el 31 de diciembre de 2017 son los siguientes:

		Otros activos intangibles		
	Crédito Mercantil	**Licencias de software**	**Derechos de uso**	**Total**
Costo				
Saldos al 1 de enero de 2017	-	5.042	-	5.042
Altas	-	240	-	240
Saldos al 31 de diciembre de 2017	-	**5.282**	-	**5.282**
Altas	-	13	-	13
Saldos al 3 de abril de 2018	-	**5.295**	-	**5.295**
Altas		1.805	29.681	31.486
Incorporación por combinación de negocios (nota 31)	28.484	75	-	75
Depreciación acumulada por la combinación de negocios de PELSA para llegar al valor neto en libros	-	(4.459)	-	(4.459)
Saldos al 31 de diciembre 2018	**28.484**	**2.716**	**29.681**	**32.397**
Amortización acumulada				
Saldos al 1 de enero de 2017	-	(3.506)		(3.506)
Cargo de amortización del año	-	(755)		**(755)**
Saldos al 31 de diciembre de 2017	-	**(4.261)**		**(4.261)**
Cargo de amortización del período	-	(198)		**(198)**
Saldos al 3 de abril de 2018	-	**(4.459)**		**(4.459)**
Reversión de la depreciación acumulada por la combinación de negocios de PELSA	-	4.459		4.459
Cargo de amortización del período		(797)		(797)
Saldos al 31 de diciembre de 2018		**(797)**		**(797)**
Valor neto en libros				
Al 31 de diciembre de 2018	**28.484**	**1.919**	**29.681**	**31.600**
Al 31 de diciembre de 2017	-	**1.021**		**1.021**
Al 1 de enero de 2017	-	**1.536**		**1.536**

El crédito mercantil surge de la combinación de negocios (Nota 31) principalmente por los siguientes factores:

1) La capacidad de la Compañía de capturar sinergias únicas que se pueden realizar desde la administración de una cartera de petróleo adquirido y campos existentes, y
2) El reconocimiento de un pasivo por impuesto diferido neto por las diferencias entre los valores razonables y las bases fiscales de los activos adquiridos y los pasivos asumidos en las combinaciones de negocios, en exceso del pasivo por impuesto diferido, neto, registrado previamente por los negocios adquiridos.

Las licencias de software se están amortizando a lo largo de la vida útil económica de tres años.

Para fines de pruebas de deterioro, el crédito mercantil adquirido a través de combinaciones de negocios de PELSA y APCO (Notas 31.1 y 31.3) ha sido asignado a la UGE Bajada del Palo, mientras que el crédito mercantil adquirido a través de la combinación de negocios de JDM / Medanito (Notas 31.2) ha sido asignado a la UGE JDM / Medanito.

Los derechos de exploración se relacionan con la adquisición del 50% de la participación en tres propiedades de petróleo y gas en los cuales Jaguar Exploración y Producción de Hidrocarburos S.A.P.I. de C.V. ("Jaguar") y Pantera Exploración y Producción, S.A.P.I. de C.V. ("Pantera") eran licenciatarios (Nota 1.1).

Nota 15. Activos y pasivos por impuesto a la utilidad diferido y gastos por impuesto a la utilidad

La composición de los activos y pasivos por impuestos diferidos es la siguiente:

	Predecesora Al 3 de abril de 2018	**Variación por combinación de negocios**	**Ganancia (pérdida)**	**Otros resultados integrales**	**Sucesora Al 31 de diciembre de 2018**
Cuentas por cobrar y otras cuentas	479	44	1.253	-	1.776
Beneficios a empleados	1.403	438	(2.133)	891	599
Provisiones y contingencias	4.046	1.300	263	-	5.609
Activos por impuesto a la utilidad diferido	5.928	1.782	(617)	891	7.984
Propiedad, planta y equipos	(37.618)	(92.289)	(10.329)	-	(140.236)
Activos intangibles	(74)	-	19	-	(55)
Activos financieros a FVTPL	-	(1)	1	-	-
Costos de transacción			(1.351)	-	(1.351)
Inventario			(40)	-	(40)
Otros	(401)	-	342	-	(59)
Pasivos por impuesto a la utilidad diferido	(38.093)	(92.290)	(11.358)	-	(141.741)
Pasivo por impuesto a la utilidad diferido, neto	(32.165)	(90.508)	(11.975)	891	(133.757)

	Predecesora Al 1 de enero de 2018	Ganancia (pérdida)	Otros resultados integrales	Predecesora Al 3 de abril de 2018
Cuentas por cobrar y otras cuentas	263	216	-	479
Beneficios a empleados	956	425	22	1.403
Inventario	288	(288)	-	-
Provisiones y contingencias	4.593	(547)	-	4.046
Activos por impuesto a la utilidad diferido	6.100	(194)	22	5.928
Propiedad, planta y equipo	(34.550)	(3.068)	-	(37.618)
Activos intangibles	(83)	9	-	(74)
Activos financieros a FVTPL	(76)	76	-	-
Otros	(231)	(170)	-	(401)
Pasivos por impuesto a la utilidad diferido	(34.940)	(3.153)	-	(38.093)
Pasivo por impuesto a la utilidad diferido, neto	(28.840)	(3.347)	22	(32.165)

	Predecesora Al 1 de enero de 2017	Ganancia (pérdida)	Otros resultados integrales	Predecesora Al 31 de diciembre de 2017
Cuentas por cobrar y otras cuentas	2.145	(1.882)	-	263
Beneficios a empleados	1.175	(343)	124	956
Inventario	232	56	-	288
Provisiones y contingencias	5.203	(610)	-	4.593
Otros	160	(160)	-	-
Activos por impuesto a la utilidad diferido	8.915	(2.939)	124	6.100
Propiedad, planta y equipo	(47.353)	12.803	-	(34.550)
Activos intangibles	(114)	31	-	(83)
Activos financieros a FVTPL	(6)	(70)	-	(76)
Otros	(1)	(230)	-	(231)
Pasivos por impuesto a la utilidad diferido	(47.474)	12.534	-	(34.940)
Pasivo por impuesto a la utilidad diferido, neto	(38.559)	9.595	124	(28.840)

Los activos y pasivos por impuesto a la utilidad diferido se compensan en los siguientes casos: a) cuando existe un derecho legalmente exigible de compensar los activos y pasivos por impuestos; y b) cuando los cargos por impuestos a las utilidades diferidos están asociados con la misma autoridad tributaria. Los siguientes montos, determinados después de su compensación, se revelan en el estado de situación financiera:

	Sucesora Al 31 de diciembre de 2018	Predecesora Al 31 de diciembre de 2017	Predecesora Al 1 de enero de 2017
Activos por impuesto a la utilidad diferido	7.984	6.100	8.915
Pasivos por impuesto a la utilidad diferido	(141.741)	(34.940)	(47.474)
Pasivo por impuesto a la utilidad diferido, neto	**(133.757)**	**(28.840)**	**(38.559)**

La composición del impuesto a la utilidad es la siguiente:

	Sucesora Consolidado Período del 4 de abril de 2018 al 31 de diciembre de 2018	Predecesora Período del 1 de enero de 2018 al 3 de abril de 2018	Predecesora Año terminado el 31 de diciembre de 2017
Impuesto a la utilidad corriente			
Impuesto a la utilidad corriente / (cargo)	(35.450)	(4.212)	(16.117)
Diferencia en la estimación del impuesto a la utilidad del año anterior y la declaración de ingresos.	-	(401)	161
Impuesto a la utilidad diferido			
Relativo al origen y reversión de diferencias temporarias.	(11.975)	(3.347)	9.595
Cargo por impuesto a la utilidad expuesto en el estado de resultados	**(47.425)**	**(7.960)**	**(6.361)**
Impuesto a la utilidad diferido con cargo a otros resultados integrales	**891**	**22**	**124**
Total impuesto a la utilidad	**(46.534)**	**(7.938)**	**(6.237)**

A continuación, se muestra una conciliación entre el gasto por impuesto a la utilidad y el monto resultante de la aplicación de la tasa impositiva sobre la (pérdida)/utilidad antes de impuesto a la utilidad:

	Sucesora Consolidado Período del 4 de abril de 2018 al 31 de diciembre de 2018	Predecesora Período del 1 de enero de 2018 al 3 de abril de 2018	Predecesora Año terminado el 31 de diciembre de 2017
Utilidad antes de impuesto a la utilidad	21.043	1.311	20.266
Tasa de impuesto a la utilidad vigente	30%	30%	35%
Impuesto a la utilidad que surge de aplicar la tasa vigente según las normas impositivas vigentes	(6.313)	(393)	(7.093)
Ítems que ajustan el impuesto a la utilidad (gasto) / beneficio:			
Gastos no deducibles	(5.824)	(3)	(17)
Ingreso no acumulable	-	-	(661)
Efecto sobre la medición de propiedad, planta y equipos y activos intangibles en moneda funcional	(39.187)	(7.163)	(10.976)
Efecto de la variación de la tasa del impuesto a la utilidad en el impuesto a la utilidad diferido (Nota 32)	21.491	-	10.372
Pérdidas fiscales y otros activos no reconocidos	(23.176)	-	-
Diferencia en la estimación del impuesto a la utilidad del año anterior y la declaración del impuesto a la utilidad	-	(401)	161
Efecto del recupero de deterioro de propiedad, planta y equipo	-	-	1.851
Gastos de emisión	5.651	-	-
Otros	(67)	-	-
Total impuesto a la utilidad	(47.425)	(7.960)	(6.361)

Al 31 de diciembre de 2018, las pérdidas fiscales acumuladas no reconocidas (NOL) de VISTA ascienden a 64.001, de las cuales 7.110 y 56.891 vencerán en 2027 y 2028, respectivamente. Al 31 de diciembre de 2017 y al 1 de enero de 2017, no hay pérdidas fiscales acumuladas de PELSA.

Apertura del pasivo por impuesto a la utilidad:

	Sucesora Al 31 de diciembre de 2018	Predecesora Al 31 de diciembre de 2017	Predecesora Al 1 de enero de 2017
Corriente			
Impuesto a la utilidad, neto de retenciones y anticipos	22.429	1.401	5.454
Total corriente	22.429	1.401	5.454

Nota 16. Cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar

	Sucesora Al 31 de diciembre de 2018	Predecesora Al 31 de diciembre de 2017	Predecesora Al 1 de enero de 2017
Otras cuentas por cobrar:			
Pagos anticipados, impuestos y otros:			
Pagos anticipados y otras cuentas por cobrar	10.646	90	174
Crédito Fiscal	496	-	-
	11.142	**90**	**174**
Activos financieros:			
Crédito del programa de estímulo a la inyección excedente de gas natural (1)	9.049	-	-
Crédito de ahorro obligatorio	-	207	241
Anticipos a proveedores de propiedad, planta y equipo	-	-	512
	9.049	**207**	**753**
Total cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	**20.191**	**297**	**927**

	Sucesora Al 31 de diciembre de 2018	Predecesora Al 31 de diciembre de 2017	Predecesora Al 1 de enero de 2017
Cuentas por cobrar:			
Corriente			
Cuentas por cobrar de petróleo y gas, neto de reserva	55.289	10.059	19.966
Partes relacionadas (Nota 26)	-	26.720	11.858
Cheques a depositar	883	8.321	1.164
Provisión por pérdidas crediticias esperadas	(257)	(6.161)	(6.294)
Cuentas por cobrar	**55.915**	**38.939**	**26.694**
Otras cuentas por cobrar:			
Pagos anticipados, créditos impositivos y otros:			
Crédito por impuesto al valor agregado	10.127	-	2.457
Crédito por impuesto a la utilidad	3.826	-	-
Crédito por impuesto a los ingresos brutos	1.938	-	-
Gastos anticipados	572	83	229
	16.463	**83**	**2.686**
Activos financieros			

	Sucesora Al 31 de diciembre de 2018	Predecesora Al 31 de diciembre de 2017	Predecesora Al 1 de enero de 2017
Crédito del programa de estímulo a la inyección excedente de gas natural	6.899	14.366	8.217
Cuentas por cobrar terceros	2.850	1.252	582
Anticipos a Directores y préstamos a los empleados	1.818	22	56
Crédito por subsidio de propano	982	753	769
Partes relacionadas (Nota 26)	186	575	445
Crédito por programa de estabilidad de precios de Gas Licuado de Petróleo	151	218	311
Gastos y Aportes en exceso en operaciones conjuntas	-	38	277
Otros	786	26	137
	13.672	**17.250**	**10.794**
Otras cuentas por cobrar:	**30.135**	**44.053**	**25.338**
Total cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	**86.050**	**56.274**	**40.174**

(1) Al 31 de diciembre de 2018, al 31 de diciembre de 2017 y al 1 de enero de 2017 corresponde a los saldos pendientes de cobro por compensaciones conforme al Programa IR (Nota 1.2.2.3 y Nota 2.6.2.1)

Debido a la naturaleza a corto plazo de la cuenta corriente y otras cuentas por cobrar, su valor en libros se considera igual a su valor razonable. Para las cuentas por cobrar no comerciales y otras cuentas por cobrar, los valores razonables tampoco son significativamente diferentes a sus valores en libros.

Las cuentas por cobrar no generan intereses y, por lo general, tienen un plazo de 30 a 45 días. No se cobran intereses sobre las cuentas por cobrar pendientes.

Durante el período desde el 4 de abril de 2018 hasta el 31 de diciembre de 2018, el período comprendido entre el 1 de enero de 2018 y el 3 de abril de 2018 y para el año terminado el 31 de diciembre de 2017, 257, 49 y cero se reconocieron como provisión para pérdidas crediticias esperadas en cuentas por cobrar y otras cuentas.

No ha habido cambios en las técnicas de estimación o supuestos significativos realizados durante el período desde el 4 de abril de 2018 hasta el 31 de diciembre de 2018, el período desde el 1 de enero de 2018 hasta el 3 de abril de 2018 y para el año terminado el 31 de diciembre de 2017.

La Compañía cancela una cuenta por cobrar comercial cuando hay información que indica que el deudor se encuentra en una dificultad financiera grave y no existe una posibilidad realista de recuperación, por ejemplo; cuando el deudor haya sido colocado en liquidación o haya entrado en un procedimiento de quiebra, o cuando los créditos comerciales tengan un vencimiento de 90 días, lo que ocurra primero. Ninguna de las cuentas por cobrar y otras cuentas que se hayan dado de baja está sujeta a actividades de cumplimiento. Al 31 de diciembre de 2017 y al 1 de enero de 2017, la provisión para pérdidas crediticias esperadas de las cuentas por cobrar y otras cuentas reconocidas por PELSA corresponde principalmente al monto del crédito incluido en el procedimiento de reorganización iniciado por Oil Combustibles S.A. La Compañía ha reconocido una provisión de cuentas incobrables del 100% por todas las cuentas por cobrar con más de 90 días de vencimiento debido a que la experiencia histórica ha indicado que estas cuentas por cobrar generalmente no son recuperables.

Al 31 de diciembre de 2018, al 31 de diciembre de 2017 y al 1 de enero de 2017, las cuentas por cobrar y otras cuentas vencidas ascendían a 11.798, 6.839 y 8.364, respectivamente, netas de una previsión para pérdidas crediticias esperadas de las cuentas por cobrar y otras cuentas de 257, 6.161, y 6.294, respectivamente.

Los movimientos en la provisión para las pérdidas crediticias esperadas de las cuentas por cobrar y otras cuentas son los siguientes:

	Sucesora Consolidado Período del 4 de abril de 2018 al 31 de diciembre de 2018	Predecesora Período del 1 de enero de 2018 al 3 de abril de 2018	Predecesora Año terminado el 31 de diciembre de 2017
Saldo al inicio del período/año	-	6.161	6.294
Remedición de la pérdida por provisión, neta	(539)	49	-
Disminuciones	-	-	(13)
Conversión de divisas, ganancias y pérdidas	282	(49)	(120)
Saldo al final del período / año	(257)	6.161	6.161

A la fecha de estos estados financieros, la exposición máxima al riesgo crediticio corresponde al valor en libros de cada clase de cuentas por cobrar.

Nota 17. Activos financieros y pasivos financieros

17.1 Otros activos financieros por categoría: Activos financieros a FVTPL y activos financieros a costo amortizado

	Sucesora Al 31 de diciembre de 2018	Predecesora Al 31 de diciembre de 2017	Predecesora Al 1 de enero de 2017
No corriente			
Activos financieros a costo amortizado.			
Obligaciones negociables	-	-	64
Total no corriente	-	-	64

17.2 Pasivos Financieros: Préstamos bancarios

	Sucesora Al 31 de diciembre de 2018	Predecesora Al 31 de diciembre de 2017	Predecesora Al 1 de enero de 2017
No corriente			
Préstamos bancarios	294.415	-	-
Total no corriente	**294.415**	-	-
Corriente			
Préstamos bancarios	10.352	-	-
Total corriente	**10.352**	-	-

Los vencimientos de los préstamos bancarios de la Compañía (excluyendo los pasivos por arrendamientos financieros) y su exposición a las tasas de interés son los siguientes:

	Sucesora Al 31 de diciembre de 2018	Predecesora Al 31 de diciembre de 2017	Predecesora Al 1 de enero de 2017
Interés fijo			
Menos de un año	4.841	-	-
De uno a dos años	14.721	-	-
De tres a cinco años	132.486	-	-
Interés variable			
Menos de un año	5.511	-	-
De uno a dos años	14.721	-	-
De tres a cinco años	132.487	-	-

Ver la nota 17.5 para información sobre el valor razonable de los préstamos bancarios.

Detalle de préstamos bancarios:

Tipo de instrumento	Compañía	Moneda	Capital	Interés	Tasa	Vencimiento	Valor contable al 31 de diciembre de 2018
Préstamos bancarios:	Vista Oil & Gas Argentina S.A.	Dólares estadounidenses	300,000	LIBOR	8.06%	20 de julio de 2023	304,767

(1) El 4 de abril de 2018, la Compañía suscribió un acuerdo de préstamo puente con Citibank, NA, Credit Suisse AG y Morgan Stanley Senior Funding, Inc., como co-prestamistas, por un monto de 260,000 con el fin de pagar una parte del precio de adquisición de las acciones de APCO y APCO Argentina, dichos préstamo originó costos de transacción por un monto de 11,904. El préstamo tenía una fecha de vencimiento el 11 de febrero de 2019 y tenía un interés de 3.25% que se incrementaría trimestralmente, alcanzando el 5% a la fecha de vencimiento. El reembolso de la totalidad del capital ocurrió el 19 de julio de 2018. Durante el plazo del préstamo, se mantuvieron en garantía el 100% de las acciones de las subsidiarias de Vista.

El préstamo incluía restricciones afirmativas y negativas, como es habitual en el mercado.

Durante el plazo en que el préstamo fue efectivo, no hubo infracción en dichas restricciones afirmativas y negativas.

Este préstamo se pagó por anticipado el 19 de julio de 2018, cuando se obtuvo un nuevo financiamiento a través de su subsidiaria argentina, como se explica en el ítem 2). En consecuencia, la garantía a favor de los prestamistas fue liberada. A partir de esa fecha, el monto restante de los gastos diferidos relacionados con este préstamo por 11.904 se reconoció en resultados.

(2) El 19 de julio de 2018, la Compañía, a través de su filial argentina (Vista Oil & Gas Argentina, S.A.), suscribió un contrato de préstamo sindicado con el Banco de Galicia Buenos Aires S.A., Itaú Unibanco S.A., Sucursal Nassau, Banco Santander Río S.A. y Citibank NA por un monto de 300,000 garantizado por VISTA y sus subsidiarias. El préstamo fue otorgado por un plazo de 5 años. Una cantidad de 150,000 genera intereses sobre una tasa de interés fija del 8,00% anual, mientras que el remanente de 150,000, devenga intereses sobre una tasa nominal anual LIBOR más un margen de 450 puntos básicos. El pago del principal es exigible a la fecha de vencimiento. Durante el plazo del préstamo, un 100% de las acciones de VISTA Argentina, APCO y APCO Argentina se comprometieron como garantía.

El préstamo incluía restricciones afirmativas y negativas, como es habitual en el mercado.

Durante el plazo del préstamo, la Compañía debe cumplir con las siguientes restricciones:

(i) Deuda total consolidada (todo el Endeudamiento de Vista y sus Subsidiarias restringidas a partir de dicha fecha en una Base Consolidada) al EBITDA (resultado antes de intereses, impuestos, depreciaciones y amortizaciones, por sus siglas en inglés) consolidada, según se define en el acuerdo.

(ii) El Índice de Cobertura de Intereses Consolidado al último día de cada trimestre fiscal, comenzando con el trimestre cerrado al 31 de diciembre de 2018:

"Ratio de Cobertura de Interés Consolidada" significará, para cualquier fecha de determinación, la proporción de (a) EBITDA consolidada de Vista y sus Subsidiarias restringidas para el período de prueba finalizado en dicha fecha (o, si dicha fecha no es el último día de un trimestre, el último día del trimestre finalizado más recientemente antes de dicha fecha) sobre (b) Gastos de Intereses Consolidados de Vista y sus Subsidiarias Restringidas para dicho período.

(iii) Relación de Deuda Neta Consolidada Ajustada sobre la EBITDA consolidada Ajustada de Vista Holding I.

Esta línea de crédito incluye restricciones que restringen, pero no prohíben, entre otras cosas, Vista Argentina, Vista Holding I, APCO Argentina, APCO International y Vista Holding II la capacidad de la Compañía para:

- incurrir o garantizar deuda adicional;
- crear gravámenes sobre sus activos para garantizar la deuda;
- disponer de activos;
- fusionar o consolidar con una persona o un vendedor o vender o disponer de la totalidad o sustancialmente de todos sus activos;
- cambiar la línea de negocio existente;
- declarar o pagar dividendos o devolver cualquier capital;
- hacer inversiones;
- realizar transacciones con afiliados; y
- cambiar las prácticas contables existentes.

Al 31 de diciembre de 2018, no hubo incumplimiento de dichas restricciones afirmativas y negativas.

17.2.1 Cambios en el pasivo por actividades de financiamiento

Los movimientos en los préstamos bancarios fueron los siguientes:

	Sucesora Consolidado Período del 4 de abril de 2018 al 31 de diciembre de 2018	Predecesora Período del 1 de enero de 2018 al 3 de abril de 2018	Predecesora Año terminado el 31 de diciembre de 2017
Saldos al inicio del período/año	-	-	-
Saldo del pasivo financiero al 4 de abril de 2018 de VISTA relacionado con acciones Serie A [(1)]	647.083	-	-
Ingresos del préstamo puente	260.000	-	-
Pago de los costos de transacción del préstamo puente	(11.904)	-	-
Pago del préstamo puente	(260.000)	-	-
Ingresos del préstamo a plazo sindicado	300.000	-	-
Pago de costos de transacciones de préstamos sindicados	(8.333)	-	-
Pago de redención de Acciones Serie A (Nota 20.1)	(204.590)	-	-
Pasivo capitalizado relacionado con las acciones Serie A [(1)] (Nota 20.1)	(442.491)	-	-
Interés acumulado [(1)] (Nota 11.2)	15.546	-	-
Pago de intereses de los préstamos	(5.018)	-	-
Costos por cancelación anticipada de préstamos [(1)]	14.474	-	-
Saldos al final del período/año	**304.767**	**-**	**-**

(1) Transacciones que no originaron flujos de efectivo.

17.3 Títulos del promotor Serie A

Junto con la emisión de las acciones comunes de la Serie A en la Oferta Pública Inicial, la Compañía colocó 65,000,000 Títulos para comprar un tercio de las acciones comunes de la Serie A a un precio de ejercicio de 11.5 dólares estadounidenses por acción (los "Títulos de suscripción de acciones Serie A"). Estos vencen el 4 de abril de 2023 o antes si, después de la opción de ejercicio, el precio de cierre de una acción Serie A por 20 días de negociación dentro de un período de 30 días de negociación aplicable es igual o superior al peso equivalente de 18.00 dólares estadounidenses y la Compañía decide rescindir anticipadamente el período de ejercicio del mismo. En el caso de que la Compañía declare una terminación anticipada, tendrá el derecho de declarar que el ejercicio de los Títulos de suscripción de acciones Serie A se realizará en una "base sin efectivo". Si la Compañía elige el ejercicio sin efectivo, los tenedores de los Títulos de suscripción de acciones de la Serie A que elijan ejercerlos deberán hacerlo mediante su entrega y recibir un número variable de acciones de la Serie A resultante de la fórmula establecida en el contrato de dichos Títulos, que captura el promedio de Equivalente en dólares estadounidenses del precio de cierre de las acciones Serie A durante un período de 10 días.

Substancialmente al mismo tiempo, los promotores de la Compañía compraron un total de 29,680,000 Títulos para comprar un tercio de una acción ordinaria Serie A a un precio de ejercicio de 11.50 dólares estadounidenses por acción (los "Títulos del promotor") por 14,840 en una colocación privada que se realizó simultáneamente con el cierre de la Oferta Pública Inicial en México. Los títulos del promotor son idénticos y fungibles con los Títulos de suscripción de acciones de la Serie A; sin embargo, los primeros, pueden ejercerse por dinero en efectivo o sin efectivo por un número variable de acciones Serie A a discreción de los promotores de la Compañía o sus cesionarios autorizados. Si los títulos del promotor son mantenidas por otras personas, entonces serán ejercitadas sobre la misma base que los otros títulos.

De acuerdo con las NIIF, un contrato para emitir un número variable de acciones debe clasificarse como un pasivo financiero y medirse al valor razonable con cambios en el valor razonable reconocidos en el estado consolidado de resultados y otros resultados integrales.

El 15 de agosto de 2018, comenzó el período de ejercicio de los títulos del promotor anteriormente mencionados.

El pasivo por títulos del promotor Serie A en última instancia se convertirá eventualmente al capital contable de la Compañía (acciones comunes de la Serie A) cuando se ejerzan las garantías, o se extinguirá una vez que expiren las garantías pendientes, y no dará lugar al desembolso de efectivo por parte de la Compañía.

	Sucesora Al 31 de diciembre de 2018	Predecesora Al 31 de diciembre de 2017	Predecesora Al 1 de enero de 2017
No Corriente			
Títulos del promotor	23.700	-	-
Total no corriente	**23.700**	-	-

17.4 Instrumentos financieros por categoría

El siguiente cuadro presenta los instrumentos financieros por categoría:

Al 31 de diciembre de 2018	Activos/Pasivos financieros a costo amortizado	Activos/Pasivos financieros a FVTPL	Total activos/pasivos financieros
Activos			
Crédito del programa de estímulo a la inyección excedente de gas natural (Nota 16)	9.049	-	9.049
Total activos financieros no corrientes	**9.049**	-	**9.049**
Cuentas por cobrar de petróleo y gas, neto de reserva (Nota 16)	55.289	-	55.289
Cheques a depositar (Nota 16)	883	-	883
Provisión para pérdidas crediticias esperadas (Nota 16)	(257)	-	(257)
Crédito del programa de estímulo a la inyección excedente de gas natural (Nota 16)	6.899	-	6.899
Cuentas por cobrar a terceros (Nota 16)	2.850	-	2.850
Anticipos a directores y préstamos a empleados (Nota 16)	1.818	-	1.818
Crédito por subvenciones de propano (Nota 16)	982	-	982
Partes relacionadas (Nota 26)	186	-	186
Crédito por programa de estabilidad de precios de Gas Licuado de Petróleo (Nota 16)	151	-	151
Otros (Nota 16)	786	-	786
Caja y bancos (Nota 19)	13.254	-	13.254
Inversiones corrientes (Nota 19)	56.197	11.457	67.654
Total activos financieros corrientes	**138.135**	**11.457**	**149.612**
Pasivos			
Cuentas por pagar y otras cuentas por pagar y otros	1.008	-	1.008
Préstamos bancarios	294.415	-	294.415
Títulos del promotor	-	23.700	23.700
Total pasivos financieros no corrientes	**295.422**	**23.700**	**319.122**
Cuentas por pagar y otras cuentas por pagar	84.334	-	84.334
Préstamos bancarios	10.352	-	10.352
Títulos del promotor	-	-	-
Total pasivos financieros corrientes	**94.686**	**-**	**94.686**

Al 31 de diciembre de 2018	Activos/Pasivos financieros a costo amortizado	Activos/Pasivos financieros a FVTPL	Total activos/pasivos financieros
Activos			
Crédito del programa de estímulo a la inyección excedente de gas natural (Nota 16)	-	-	-
Crédito de ahorro obligatorio (Nota 16)	207	-	207
Total activos financieros no corrientes	**207**	**-**	**207**
Cuentas por cobrar de petróleo y gas, neto de reserva (Nota 16)	10.059	-	10.059
Cheques a depositar (Nota 16)	8.323	-	8.323
Provisión para pérdidas crediticias esperadas (Nota 16)	(6.161)	-	(6.161)
Crédito del programa de estímulo a la inyección excedente de gas natural (Nota 16)	14.366	-	14.366
Cuentas por cobrar a terceros (Nota 16)	1.252	-	1.252
Anticipos a directores y préstamos a empleados (Nota 16)	22	-	22
Crédito por subvenciones de propano (Nota 16)	753	-	753
Partes relacionadas (Nota 26)	27.295	-	27.295
Crédito por programa de estabilidad de precios de Gas Licuado de Petróleo (Nota 16)	218	-	218
Gastos y Aportes en exceso en operaciones conjuntas (Nota 16)	38	-	38
Otros (Nota 16)	26	-	26
Caja y bancos (Nota 19)	184	-	184
Inversiones a corto plazo (Nota 19)	17.180	19.471	36.651
Total activos financieros corrientes	**73.555**	**19.471**	**93.026**
Pasivos			
Cuentas por pagar y otras cuentas por pagar	20.587	-	20.587
Préstamos bancarios	-	-	-
Títulos del promotor	-	-	-
Total pasivos financieros no corrientes	**20.587**	**-**	**20.587**
Cuentas por pagar y otras cuentas por pagar	32.143	-	32.143
Préstamos bancarios	-	-	-
Títulos del promotor	-	-	-
Total pasivos financieros corrientes	**32.143**	**-**	**32.143**

Al 1 de Julio de 2017	Activos/Pasivos financieros a costo amortizado	Activos/Pasivos financieros a FVTPL	Total activos/pasivos financieros
Activos			
Crédito del programa de estímulo a la inyección excedente de gas natural (Nota 16)	-	-	-
Anticipos a proveedores de propiedad, planta y equipo (Nota 16)	512	-	512
Crédito de ahorro obligatorio (Nota 16)	241	-	241
Total activos financieros no corrientes	**753**	-	**753**
Cuentas por cobrar de petróleo y gas, neto de reserva (Nota 16)	19.966	-	19.966
Provisión para pérdidas crediticias esperadas (Nota 16)	(6.294)	-	(6.294)
Cheques a depositar (Nota 16)	1.164	-	1.164
Crédito del programa de estímulo a la inyección excedente de gas natural (Nota 16)	8.217	-	8.217
Cuentas por cobrar terceros (Nota 16)	582	-	582
Anticipos a directores y préstamos a empleados (Nota 16)	56	-	56
Crédito por subvenciones de propano (Nota 16)	769	-	769
Partes relacionadas (Nota 26)	12.303	-	12.303
Crédito por programa de estabilidad de precios de Gas Licuado de Petróleo (Nota 16)	311	-	311
Gastos y Aportes en exceso en operaciones conjuntas (Nota 16)	277	-	277
Otros (Nota 16)	137	-	137
Títulos de deuda privada	64	-	64
Efectivo y saldos bancarios (Nota 19)	1.428	-	1.428
Inversiones a corto plazo (Nota 19)	2.266	21.023	23.289
Total activos financieros corrientes	**41.246**	**21.023**	**62.269**
Pasivos			
Cuentas por pagar y otras cuentas por pagar	18.944	-	18.944
Préstamos bancarios	-	-	-
Títulos del promotor	-	-	-
Total pasivos financieros no corrientes	**18.944**	**-**	**18.944**
Cuentas por pagar y otras cuentas por pagar	39.629	-	39.629
Préstamos bancarios	-	-	-
Títulos del promotor	-	-	-
Total pasivos financieros corrientes	**39.629**	**-**	**39.629**

Los ingresos, gastos, ganancias y pérdidas derivadas de cada una de las categorías de instrumentos financieros se indican a continuación:

Para el período del 4 de abril de 2018 al 31 de diciembre de 2018:

	Activos/Pasivos financieros a costo amortizado	Activos/Pasivos financieros a FVTPL	Total
Ingresos por intereses (Nota 11.1)	2.532	-	2.532
Gastos por intereses (Nota 11.2)	(15.746)	-	(15.746)
Resultado de moneda extranjera, neta (Nota 11.3)	3.005	-	3.005
Resultados de instrumentos financieros a valor razonable	-	(7.445)	(7.445)
Cambios en el valor razonable de bonos del gobierno (Note 11.3)			
Costos por cancelación anticipada de préstamos bancarios (Note 11.3)	(14.474)	-	(14.474)
Efecto sobre el descuento en activos y pasivos a valor presente (Nota 11.3)	(2.743)	-	(2.743)
Descuento en la provisión de la obligación de taponamiento de pozos (Note 11.3)	(897)	-	(897)
Otros	(366)	-	(366)
Total	**(28.689)**	**(7.445)**	**(36.134)**

Para el período comprendido entre el 1 de enero de 2018 y el 3 de abril de 2018:

	Activos/Pasivos financieros a costo amortizado	Activos/Pasivos financieros a FVTPL	Total
Ingresos por intereses (Nota 11.1)	239	-	239
Gastos por intereses (Nota 11.2)	(23)	-	(23)
Resultado de moneda extranjera, neta (Nota 11.3)	(995)	-	(995)
Resultados de instrumentos financieros a valor razonable (Note 11.3)	-	69	69
Cambios en el valor razonable de bonos del gobierno (Note 11.3)	-	-	-
Costos por cancelación anticipada de préstamos bancarios (Note 11.3)	-	-	-
Efecto sobre el descuento en activos y pasivos a valor presente (Nota 11.3)	-	-	-
Descuento en la provisión de la obligación de taponamiento de pozos (Note 11.3)	(233)	-	(233)
Otros			
Total	**(1.012)**	**69**	**(943)**

Por el período finalizado el 31 de diciembre de 2017:

	Activos/Pasivos financieros a costo amortizado	**Activos/Pasivos financieros a FVTPL**	Total
Ingresos por intereses (Nota 11.1)	166	-	166
Gastos por intereses (Nota 11.2)	(18)	-	(18)
Resultado de moneda extranjera, neta (Nota 11.3)	(1.506)	-	(1.506)
Resultados de instrumentos financieros a valor razonable (Note 11.3)	-	1.206	1.206
Cambios en el valor razonable de bonos del gobierno (Note 11.3)	-	-	-
Costos por cancelación anticipada de préstamos bancarios (Note 11.3)	-	-	-
Efecto sobre el descuento en activos y pasivos a valor presente (Nota 11.3)	-	-	-
Descuento en la provisión de la obligación de taponamiento de pozos (Note 11.3)	(815)	-	815
Otros	679	-	679
Total	**(1.494)**	**1.206**	**(288)**

17.5 Valor razonable

Esta nota brinda información sobre cómo la compañía determina el valor razonable de los activos y pasivos financieros.

17.5.1 Valor razonable de los activos financieros y pasivos financieros del Grupo que se miden a valor razonable de forma recurrente

La Compañía clasifica las mediciones del valor razonable de los instrumentos financieros utilizando una jerarquía de valor razonable, que refleja la relevancia de las variables utilizadas para realizar esas mediciones. La jerarquía de valor razonable tiene los siguientes niveles:

- Nivel 1: precios cotizados (no ajustados) para activos o pasivos idénticos en mercados activos.

- Nivel 2: datos diferentes de los precios cotizados incluidos en el Nivel 1 observable para el activo o pasivo, ya sea directamente (es decir, precios) o indirectamente (es decir, derivados de los precios).

- Nivel 3: Datos de activos o pasivos basados en información que no se puede observar en el mercado (es decir, datos no observables).

La siguiente tabla muestra los activos y pasivos financieros de la Compañía medidos a valor razonable al 31 de diciembre de 2018, 31 de diciembre de 2017 y 1 de enero de 2017:

Al 31 de diciembre de 2018	**Nivel 1**	**Nivel 2**	**Nivel 3**	**Total**
Activos				
Activos financieros a FVTPL				
Bonos y letras del Gobierno	11.457	-	-	11.457
Fondos comunes de inversión	-	-	-	-
Total activo	**11.457**	**-**	**-**	**11.457**

Al 31 de diciembre de 2018	**Nivel 1**	**Nivel 2**	**Nivel 3**	**Total**
Pasivos				
Pasivos Financieros a FVTPL				
Títulos del promotor- Partes relacionadas (Note 26)	-	-	23.700	23.700
Total pasivo	**-**	**-**	**23.700**	**23.700**

Al 31 de diciembre de 2017	**Nivel 1**	**Nivel 2**	**Nivel 3**	**Total**
Activos				
Activos Financieros a FVTPL				
Bonos y letras del Gobierno	17.349	-	-	17.349
Fondos comunes de inversión	2.122	-	-	2.122
Total activo	**19.471**	**-**	**-**	**19.471**

Al 1 de Enero de 2017	**Nivel 1**	**Nivel 2**	**Nivel 3**	**Total**
Activos				
Activos Financieros a FVTPL				
Bonos y letras del Gobierno	17.068	-	-	17.068
Fondos comunes de inversión	3.955	-	-	3.955
Total activo	**21.023**	**-**	**-**	**21.023**

El valor de los instrumentos financieros negociados en mercados activos se basa en los precios cotizados en el mercado a la fecha de estos estados financieros. Un mercado se considera activo cuando los precios cotizados están disponibles regularmente a través de una bolsa de valores, un corredor, una institución específica del sector o un organismo regulador, y esos precios reflejan transacciones de mercado regulares y actuales entre partes que actúan en condiciones de independencia mutua. El precio de cotización de mercado utilizado para los activos financieros mantenidos por la Compañía es el precio de oferta actual. Estos instrumentos están incluidos en el nivel 1.

El valor razonable de los instrumentos financieros que no se negocian en mercados activos se determina utilizando técnicas de valuación. Estas técnicas de valuación maximizan el uso de información observable en el mercado, cuando está disponible, y se basan lo menos posible en estimaciones específicas de la Compañía. Si se pueden observar todas las variables significativas para establecer el valor razonable de un instrumento financiero, el instrumento se incluye en el nivel 2.

Si una o más variables utilizadas para determinar el valor razonable no se pudieron observar en el mercado, el instrumento financiero se incluye en el nivel 3.

No hubo transferencias entre el Nivel 1 y el Nivel 2 durante el período del 4 de abril de 2018 al 31 de diciembre de 2018, el período del 1 de enero de 2018 al 3 de abril de 2018 y durante el año terminado el 31 de diciembre de 2017.

El valor razonable de los Títulos de suscripción de acciones de la Serie A y los Títulos del Promotor se determina utilizando el modelo de precios de título de suscripción de acciones de Black & Scholes teniendo en cuenta la volatilidad esperada de sus acciones ordinarias al estimar la volatilidad futura del precio de las acciones. La tasa de interés libre de riesgo para la vida útil esperada de los Títulos del Promotor se basa en el rendimiento disponible en los bonos de referencia del gobierno con un plazo restante equivalente aproximado al momento de la subvención. La vida esperada se basa en el plazo contractual.

Los siguientes supuestos promedio ponderado se utilizaron para estimar el valor razonable del pasivo de los títulos el 31 de diciembre de 2018:

	31 de diciembre de 2018
Volatilidad anualizada	26,675%
Tasa de interés libre de riesgo doméstico	8,5751%
Tasa de interés libre de riesgo extranjero	2,5377%
Vida útil esperada en años.	4,27 años
Valor razonable por Título	U.S.$ 0,250

Esta es una medición de valor razonable recurrente de nivel 3. Las entradas clave de nivel 3 utilizadas por la administración para determinar el valor razonable son el precio de mercado y la volatilidad esperada. Si el precio de mercado aumentara en 0,10, esto aumentaría la obligación en aproximadamente 820 al 31 de diciembre de 2018. Si el precio de mercado disminuyera 0,10, esto disminuiría la obligación en aproximadamente 828. Si la volatilidad aumentaría en 50 puntos básicos, esto aumentaría la obligación en aproximadamente 245. Si la volatilidad disminuyera en 50 puntos básicos, esto disminuiría la obligación en aproximadamente 259 al 31 de diciembre de 2018.

Reconciliación de las mediciones de valor razonable de Nivel 3:

	Al 31 de Diciembre de 2018	**Al 31 de Diciembre de 2017**	**Al 1 de Enero de 2017**
Saldo del pasivo del título del promotor al 4 de abril de 2018 de VISTA.	14.840	-	-
Total ganancias / pérdidas:			
– en ganancia o pérdida (Nota 11.3)	8.860	-	-
Saldo al cierre (Nota 17.2)	**23.700**	**-**	**-**

17.5.2 Valor razonable de activos financieros y pasivos financieros que no se miden a valor razonable (pero se requieren revelaciones de valor razonable)

Excepto por lo detallado en la siguiente tabla, los gerentes consideran que los valores en libros de los activos financieros y pasivos financieros reconocidos en los estados financieros consolidados se aproximan a sus valores razonables, tal como se explica en las notas correspondientes.

Al 31 de diciembre de 2018	Valor en libros	Valor razonable	Nivel
Pasivos			
Préstamos bancarios	304.767	286.734	2
Total pasivos	304.767	286.734	

17.6 Objetivos y políticas de gestión de riesgos de instrumentos financieros.

17.6.1 Factores de riesgo financiero

Las actividades de la Compañía están sujetas a varios riesgos financieros: riesgo de mercado (incluido el riesgo de tipo de cambio, riesgo de tasa de interés y riesgo de precio), riesgo de crédito y riesgo de liquidez.

La gestión de riesgos financieros está incluida dentro de las políticas globales de la Compañía, existe una metodología de gestión de riesgos integrada centrada en el seguimiento de los riesgos que afectan al grupo La estrategia de gestión de riesgos de la Compañía busca lograr un equilibrio entre los objetivos de rentabilidad y los niveles de exposición al riesgo. Los riesgos financieros son aquellos derivados de los instrumentos financieros a los que la Compañía y PELSA están expuestas durante o al cierre de cada ejercicio. La Compañía o PELSA no utilizaron instrumentos derivados para cubrir ningún riesgo de acuerdo con sus políticas internas de administración de riesgos en los años presentados.

La gestión de riesgos financieros está controlada por el Departamento Financiero, que identifica, evalúa y cubre los riesgos financieros. Los sistemas y políticas de gestión de riesgos se revisan periódicamente para reflejar los cambios en las condiciones del mercado y las actividades de la Compañía. Esta sección incluye una descripción de los principales riesgos e incertidumbres, que pueden afectar adversamente la estrategia, el desempeño, los resultados operacionales y la situación financiera de la Compañía.

17.6.1.1 Riesgo de mercado

Riesgo de tipo de cambio

La situación financiera de la Compañía y los resultados de sus operaciones son sensibles a las variaciones en el tipo de cambio entre el dólar estadounidense (“USD”) y el peso argentino ("ARS") y otras monedas. La Compañía PELSA no utilizó instrumentos financieros derivados para mitigar los riesgos asociados de la tasa de cambio en los años presentados.

La mayoría de las ventas de la Compañía y PELSA están denominadas directamente en dólares o la evolución de su precio sigue la evolución de la cotización de esta moneda. La Compañía y PELSA recolectan una parte significativa de sus ingresos en ARS de acuerdo con los precios que están indexados al dólar estadounidense, principalmente los ingresos resultantes de la venta de gas y petróleo crudo.

Durante el período del 4 de abril de 2018 al 31 de diciembre de 2018, del 1 de enero de 2018 al 3 de abril de 2018 y durante el año terminado el 31 de diciembre de 2017, el peso argentino se depreció aproximadamente 105%, 8% y 17%.

Las siguientes tablas demuestran la sensibilidad a un cambio razonablemente posible en los tipos de cambio ARS frente a los dólares estadounidenses, con todas las otras variables mantenidas constantes. El impacto en la utilidad antes de impuestos del Grupo se debe a cambios en el valor razonable de los activos monetarios y pasivos monetarios denominados en monedas distintas del dólar estadounidense, la moneda funcional de la Compañía. Al 31 de diciembre de 2018, al 31 de diciembre de 2017 y al 1 de enero de 2018, no hay un impacto adicional en el patrimonio antes de impuesto de PELSA o la Compañía, ya que no tiene ningún elemento que afecte directamente al patrimonio. La exposición del Grupo a los cambios de moneda extranjera para todas las demás monedas no resulta significativa.

	Sucesora Consolidado Al 31 de diciembre de 2018	Predecesora Al 3 de abril de 2018	Predecesora Al 31 de diciembre de 2017
Variación en la tasa en pesos argentinos	+/- 28%	+/- 30%	+/- 17%
Efecto en la utilidad antes de impuesto	(12.697) / 12.697	(10.381) / 10.381	(5.617) / 5.617
Efecto en el patrimonio antes de impuesto	(12.697) / 12.697	(10.381) / 10.381	(5.617) / 5.617

Ambiente inflacionario en Argentina

La inflación en Argentina ha sido alta durante varios años, pero la inflación de los precios al consumidor (IPC) no se informó de manera consistente. Dadas las diferencias en la cobertura geográfica, las ponderaciones, el muestreo y la metodología de varias series de inflación, la inflación promedio del IPC para 2014, 2015 y 2016, y la inflación de fin de período para 2015 y 2016 no se informaron en el Informe Mundial de abril de 2018 del FMI, Perspectivas económicas. La inflación acumulada a 3 años utilizando diferentes combinaciones de índices de precios al por menor ha superado el 100% desde fines de 2017. Sin embargo, el índice de precios al por mayor, que había estado disponible de manera consistente durante los últimos tres años, era de alrededor del 75% en unos los tres años acumulados a diciembre de 2017.

Durante 2018, el peso argentino se devaluó aproximadamente en un 100%, las tasas de interés anuales aumentaron en más del 60% y la inflación de los precios al por mayor se aceleró considerablemente. La tasa acumulada de inflación a 3 años alcanzó un nivel de alrededor del 140%.

Riesgo de precio

Los instrumentos financieros de la Compañía no están significativamente expuestos a los riesgos de los precios internacionales de los hidrocarburos debido a las actuales políticas regulatorias, económicas, gubernamentales y de otro tipo, los precios internos del gas no se ven directamente afectados a corto plazo debido a las variaciones en el mercado internacional.

Además, las inversiones de la Compañía en activos financieros clasificados como a valor razonable con cambios en resultados son sensibles al riesgo de cambios en los precios de mercado resultantes de incertidumbres sobre el valor futuro de dichos activos financieros.

La Compañía estima que siempre que todas las otras variables permanezcan constantes, una revaluación / (devaluación) de cada precio de mercado que se detalla a continuación generaría el siguiente aumento / (disminución) en la utilidad / (pérdida) del ejercicio en relación con los activos financieros a valor razonable con cambios en resultados, detallado en Nota 17.1 a los presentes estados financieros:

	Sucesora Consolidado Período del 4 de abril de 2018 al 31 de diciembre de 2018.	Predecesora Período del 1 de enero de 2018 al 3 de abril de 2018.	Predecesora Año terminado el 31 de diciembre de 2017
Variación en bonos del gobierno	+/- 10%	+/- 10%	+/- 10%
Efecto en la utilidad antes de impuesto	1.329	1.213	1.513
Variación en fondos comunes de inversión	+/- 10%	+/- 10%	+/- 10%
Efecto en la ganancia antes de impuesto	5.096	1.587	212

Riesgo de tasa de interés en flujo de efectivo y valor razonable

La gestión del riesgo de tasa de interés busca reducir los costos financieros y limitar la exposición de la Compañía a los aumentos de tasas de interés
El endeudamiento a tasas variables expone a la Compañía al riesgo de tasa de interés en sus flujos de efectivo debido a la posible volatilidad que pueden experimentar. El endeudamiento a tasas fijas expone a la Compañía al riesgo de tasa de interés sobre el valor razonable de sus pasivos, ya que pueden ser considerablemente más altas que las tasas variables. Al 31 de diciembre de 2018, aproximadamente el 50% del endeudamiento estaba sujeto a tasas de interés variables, denominadas principalmente en Dólares estadounidenses a tasa Libor más un margen aplicable. Al 31 de diciembre de 2018 la tasa de interés variable era del 8.06%. Al 31 de diciembre de 2017 y al 1 de enero de 2017, la Compañía no tiene préstamos bancarios.

La Compañía busca mitigar su exposición al riesgo de tasa de interés a través del análisis y evaluación de (i) las diferentes fuentes de liquidez disponibles en el mercado financiero y de capital, tanto nacionales como internacionales (si están disponibles); (ii) alternativas de tasas de interés (fijas o variables), monedas y términos disponibles para compañías en un sector, industria y riesgo similar al de la Compañía; (iii) la disponibilidad, el acceso y el costo de los contratos de cobertura de tasas de interés. Al hacer esto, la Compañía evalúa el impacto en las ganancias o pérdidas resultantes de cada estrategia sobre las obligaciones que representan las principales posiciones con intereses.

En el caso de las tasas fijas y en vista de las condiciones actuales del mercado, la Compañía considera que el riesgo de una disminución significativa en las tasas de interés es bajo y, por lo tanto, no prevé un riesgo sustancial en su endeudamiento a tasas fijas.

En el período del 4 de abril de 2018 al 31 de diciembre de 2018, del 1 de enero de 2018 al 3 de abril de 2018 y por el año terminado el 31 de diciembre de 2017, la Compañía no utilizó instrumentos financieros derivados para mitigar los riesgos asociados con las fluctuaciones en las tasas de interés.

El siguiente cuadro muestra el desglose de los préstamos bancarios de la Compañía y VISTA Argentina clasificados por tasa de interés y la moneda en que están denominados:

	Sucesora Al 31 de diciembre de 2018	**Predecesora Al 31 de diciembre de 2017**	**Predecesora Al 1 de enero de 2017**
Tasa de interés fija:			
Dólares estadounidenses	152.048	-	-
Subtotal préstamos bancarios otorgados a una tasa de interés fija.	152.048	-	-
Tasa de interés variable			
Dólares estadounidenses	152.719	-	-
Subtotal préstamos bancarios otorgados a una tasa de interés variable	152.710	-	-

Sobre la base de las simulaciones realizadas, y siempre que todas las otras variables permanezcan constantes, un aumento / disminución del 1% en las tasas de interés variables generaría una (disminución) / aumento en los resultados del período de US$ 680.

17.6.1.2 Riesgo de crédito

La Compañía establece límites de crédito individuales según los límites definidos por el Departamento Comercial en base a calificaciones internas o externas. La compañía solo opera con compañías de crédito de alta calidad. La Compañía realiza evaluaciones crediticias constantes sobre la capacidad financiera de sus clientes, lo que minimiza el riesgo potencial de pérdidas incobrables. El riesgo de crédito del cliente se gestiona de manera central, sujeto a la política, los procedimientos y los controles establecidos del Grupo relacionados con la gestión del riesgo de crédito del cliente. Las cuentas por cobrar pendientes de los clientes son monitoreadas regularmente. Ver a continuación el riesgo de concentración de crédito de PELSA y del Grupo.

El riesgo de crédito representa la exposición a posibles pérdidas resultantes del incumplimiento por parte de contrapartes comerciales o financieras de sus obligaciones asumidas con la Compañía o VISTA Argentina. Este riesgo se deriva principalmente de factores económicos y financieros o de un posible incumplimiento de contraparte.

El riesgo crediticio está asociado con la actividad comercial de la Compañía o VISTA Argentina a través de las cuentas por cobrar y otras cuentas del cliente, así como los fondos disponibles y depósitos en instituciones bancarias y financieras.

La Compañía y VISTA Argentina ha establecido una provisión para cuentas de cobro dudoso. Esta provisión representa la mejor estimación de la Compañía de posibles pérdidas asociadas con las cuentas por cobrar y otras cuentas.

Al 31 de diciembre de 2018, 31 de diciembre 2017 y 1 de enero de 2017, las cuentas por cobrar de la Compañía y VISTA Argentina totalizaban 78.636, 38.939 y 26.694, de las cuales el 100% son cuentas por cobrar a corto plazo.

La Compañía y VISTA Argentina tienen la siguiente concentración de riesgo de crédito con respecto a su participación en todas las cuentas por cobrar en los ingresos por los período/año:

	Sucesora Al 31 de diciembre de 2018	Predecesora Al 31 de diciembre de 2017	Predecesora Al 1 de enero de 2017
Porcentajes sobre el total de cuentas por cobrar:			
Petróleo Crudo			
Trafigura Argentina S.A.	35%	-	-
Shell Cía. Argentina de Petróleo S.A.	31%	-	-
Pampa Energía S.A.	-%	52%	44%
Gas Natural			
Pampa Comercializadora S.A.	-%	16%	-
Rafael G. Albanesi S.A.	-%	-	-

	Sucesora – Consolidado Período del 4 de abril de 2018 al 31 de diciembre de 2018	Predecesora Período del 1 de enero de 2018 al 3 de abril de 2018	Predecesora Año terminado el 31 de diciembre de 2017
Porcentajes sobre el total de los ingresos de contratos con clientes			
Petróleo crudo			
Shell Cía. Argentina de Petróleo S.A.	40%	-%	-%
Trafigura Argentina S.A.	34%	-%	-%
Pampa Energía S.A.	13%	100%	78%
YPF S.A.	12%	-%	-%
Oil Combustibles S.A.	-%	-%	22%

	Sucesora – Consolidado Período del 4 de abril de 2018 al 31 de diciembre de 2018	Predecesora Período del 1 de enero de 2018 al 3 de abril de 2018	Predecesora Año terminado el 31 de diciembre de 2017
Gas Natural			
Rafael G. Albanesi S.A.	26%	-%	-%
San Atanasio Energía S.A.	10%	-%	-%
Cía. Inversora de Energía S.A.	13%	-%	-%
Pampa Comercializadora S.A.	-%	23%	41%
Pampa Energía S.A.	-%	66%	19%
Total Gas Marketing Cono Sur S.A.	-%	11%	9%
CAMMESA	-%	-%	20%

Ningún otro cliente individual tiene una participación en el monto total de estas cuentas por cobrar o ingresos que excedan el 10% en cada uno de los períodos presentados

Se realiza un análisis de deterioro en cada fecha de reporte caso por caso para medir las pérdidas crediticias esperadas. El cálculo refleja el resultado de probabilidad ponderada, el valor temporal del dinero y la información razonable y sustentable que está disponible en la fecha del informe sobre eventos pasados, condiciones actuales y pronósticos de condiciones económicas futuras. El Grupo no mantiene garantías como seguros. El Grupo evalúa la concentración de riesgo con respecto a las cuentas por cobrar y otras cuentas como alta, ya que sus clientes se concentran como se detalla anteriormente.

A continuación, se presenta la información sobre la exposición al riesgo de crédito en las cuentas por cobrar del Grupo:

Sucesora – 31 de diciembre de 2018

	Corriente	<90 días	90–365 días	>365 días	Total
Importe bruto total estimado del incumplimiento	44.374	7.965	3.833	-	56.172
Pérdida crediticia esperada	-	-	(257)	-	(257)

Predecesora – 31 de diciembre de 2017

Días vencidos	Corriente	<90 días	90–365 días	>365 días	Total
Importe bruto total estimado del incumplimiento	38.261	678	-	6.161	45.100
Pérdida crediticia esperada	-	-	-	6.161	6.161

Predecesora – 1 de enero de 2017

	Corriente	<90 días	90–365 días	>365 días	Total
Importe bruto total estimado del incumplimiento	25.143	753	7.092	-	32.988
Pérdida crediticia esperada	-	-	6.294	-	6.294

El riesgo crediticio de los fondos líquidos y otras inversiones financieras es limitado, ya que las contrapartes son instituciones bancarias de alta calidad crediticia. Si no hay calificaciones de riesgo independientes, el área de control de riesgo evalúa la solvencia del cliente, basándose en experiencias pasadas y otros factores.

Además, la compensación de nuestro Programa de Promoción de Gas Natural depende de la capacidad y disposición del gobierno argentino para pagar. Antes de que el Gobierno autorizara la emisión de bonos soberanos denominados en dólares para cancelar las deudas pendientes bajo el Programa, VISTA Argentina sufrió un retraso significativo en el cobro de la Compensación. Durante junio y julio de 2016 VISTA Argentina recibió BONAR 2020 como compensación por los montos adeudados a diciembre de 2015. Durante 2017, el cobro de las compensaciones por parte de VISTA Argentina se retrasó más allá de los plazos originales. La Compañía no puede garantizar que podrá cobrar adecuadamente las compensaciones ofrecidas, lo que podría dar lugar a una reclamación ante el gobierno argentino. El Programa de Promoción de Gas Natural ya no se encuentre vigente, por lo tanto, la Compañía no está generando ninguna cuenta por cobrar de parte del Gobierno Argentino.

17.6.1.3 Riesgo de liquidez

El riesgo de liquidez está asociado con la capacidad de la Compañía para financiar sus compromisos y llevar a cabo sus planes de negocios con fuentes financieras estables, así como con el nivel de endeudamiento y el perfil de vencimientos de la deuda financiera. La proyección del flujo de efectivo es realizada por el Departamento Financiero.

La gerencia de la Compañía supervisa las proyecciones actualizadas sobre los requisitos de liquidez para garantizar la suficiencia de efectivo e instrumentos financieros líquidos para satisfacer las necesidades operativas. De esta manera, el objetivo es que la Compañía no infrinja los niveles de endeudamiento o las restricciones, si corresponde, de cualquier línea de crédito. Esas proyecciones toman en consideración los planes de financiamiento de la deuda de la Compañía, el cumplimiento de las restricciones y, si corresponde, los requisitos regulatorios o legales externos, tales como, por ejemplo, restricciones en el uso de moneda extranjera.

El exceso de efectivo y los saldos por encima de los requisitos de gestión del capital de trabajo son administrados por el Departamento del Tesoro de la Compañía, que los invierte en depósitos a plazo, fondos mutuos, seleccionando instrumentos con monedas y vencimientos adecuados, y una calidad crediticia y liquidez adecuadas para proporcionar un margen suficiente según lo determinado en las proyecciones anteriormente mencionada.

La Compañía mantiene sus fuentes de financiamiento diversificadas entre los bancos y el mercado de capitales, y está expuesta al riesgo de refinanciamiento al vencimiento.

A continuación, se detalla la determinación del índice de liquidez de la Compañía al 31 de diciembre de 2018, al 31 de diciembre de 2017 y al 1 de enero de 2017:

	Sucesora Al 31 de diciembre de 2018	Predecesora Al 31 de diciembre de 2017	Predecesora Al 1 de enero de 2017
Activos Corrientes	185.145	101.324	81.815
Pasivos Corrientes	134.118	32.143	39.629
Índice	1.38	3.15	2.06

La siguiente tabla incluye un análisis de los pasivos financieros de la Compañía, agrupados según sus fechas de vencimiento y considerando el período restante hasta su fecha de vencimiento contractual desde la fecha de los estados financieros.

Los importes mostrados en la tabla son los flujos de fondos contractuales no descontados.

Al 31 de diciembre de 2018	Pasivos financieros, excluyendo préstamos bancarios	Préstamos bancarios	Total
A vencer:			
Menos de tres meses	-	10.352	10.352
De tres meses a un año	84.334	-	84.334
De uno a dos años	1.008	26.471	27.478
De dos a cinco años	23.700	267.944	291.644
Total	109.042	304.767	413.808

Al 31 de diciembre de 2017	Pasivos financieros, excluyendo préstamos bancarios	Préstamos bancarios	Total
A vencer:			
Menos de tres meses	29.890	-	29.890
De tres meses a un año	1.401	-	1.401
De uno a dos años	852	-	852
De dos a cinco años	4.945	-	4.945
Más de cinco años	15.642	-	15.642
Total	52.730	-	52.730

Al 1 de enero de 2017	Pasivos financieros, excluyendo préstamos bancarios	Préstamos bancarios	Total
A vencer:			
Menos de tres meses	33.315	-	33.315
De tres meses a un año	5.454	-	5.454
De uno a dos años	860	-	860
De dos a cinco años	5.204	-	5.204
Más de cinco años	13.740	-	13.740
Total	58.573	-	58.573

Nota 18. Inventarios

	Sucesora – 31 de diciembre de 2018	Predecesora – 31 de diciembre de 2017	Predecesora - 1 de enero de 2017
Materiales y repuestos	15.465	6.747	7.900
Inventario petróleo crudo	2.722	1.468	9.024
Total	**18.187**	**8.215**	**16.924**

Nota 19. Caja, bancos e inversiones corrientes

	Sucesora Al 31 de diciembre de 2018	Predecesora Al 31 de diciembre de 2017	Predecesora Al 1 de enero de 2017
Caja	-	1	1
Bancos	13.254	183	1.427
Fondos comunes de inversión	52.793	2.122	3.955
Bonos del gobierno	14.861	34.391	17.068
Letras del tesoro	-		
Depósitos a plazo fijo	-	138	2.266
Total	**80.908**	**36.835**	**24.717**

A los fines del estado de flujos de efectivo, el efectivo y los equivalentes de efectivo incluyen el efectivo disponible y en bancos, fondos comunes de inversión y depósitos a plazo fijo con un vencimiento inferior a tres meses utilizado por la Compañía y su Predecesora como parte de su administración de efectivo. El efectivo y los equivalentes de efectivo al final del ejercicio sobre el que se informa, como se muestra en el estado de flujos de efectivo, pueden reconciliarse con las partidas relacionadas en el estado de situación financiera de la siguiente manera:

	Sucesora Al 31 de diciembre de 2018	Predecesora Al 31 de diciembre de 2017	Predecesora Al 1 de enero de 2017
Caja, bancos e inversiones a corto plazo	80.908	36.835	24.717
Menos			
Bonos del gobierno	(14.861)	(34.391)	(17.068)
Letras del tesoro	-	-	-
Caja y equivalentes de efectivo	**66.047**	**2.444**	**7.649**

Nota 20. Capital social y gestión del riesgo de capital

20.1 Capital social
El siguiente cuadro muestra una conciliación de los movimientos en el patrimonio de la Compañía del 4 de abril del 2018 al 31 de diciembre de 2018:

	Series A Público Inversionista (1)	Series A Colocación Privada (2)	Series B (3)	Series C (4)	Total (5)
Saldos al 4 de abril de 2018	-	-	25	-	25
Número de acciones comunes	-	-	16.250.000	2	16.250.002
Valor neto de acciones al 4 de abril de 2018	627.582	90.238	-	-	717.820
Número de acciones	65.000.000	9.500.000	-	-	74.500.000
Valor neto de acciones redimidas al 4 de abril de 2018	(204.590)	-	-	-	(204.590)
Número de acciones comunes	(20.340.685)	-	-	-	(20.340.685)
Valor neto de acciones Clase B convertidas en acciones Serie A al 4 de abril de 2018	25		(25)		-
Número de acciones comunes	16.250.000		(16.250.000)		-
Saldo al 31 de diciembre de 2018	423.017	90.238	-	-	513.255
Número de acciones comunes	60.909.315	9.500.000	-	2	70.409.317

1) Series A Público Inversionista

El 15 de agosto de 2017, la Compañía concluyó su OPI en la Bolsa Mexicana de Valores. Como resultado de esta OPI, la Compañía emitió en esa fecha 65.000.000 acciones Serie A por un monto de 650.017 menos los gastos de emisión de $9.988. Estas acciones comunes de la Serie A se pudieron canjear durante los primeros 24 meses de la OPI o en la elección de los accionistas una vez que se aprobó la Combinación de Negocios Inicial.

Los fondos recibidos de la Oferta Pública Inicial en la Bolsa Mexicana de Valores por 650.017 el 15 de agosto de 2017 se invirtieron en una cuenta de depósito con garantía en el Reino Unido (la "Cuenta de Fideicomiso") con la sucursal de Citibank N.A. Londres actuando como depositaria. Esos fondos se depositaron en una cuenta que genera intereses y la Compañía utilizaría esos montos en relación con la Combinación de negocios inicial o para reembolsos a los accionistas de la Serie A que ejercieran sus derechos de reembolso.

Después del reconocimiento inicial, los fondos recibidos de las acciones Serie A, netos de los gastos de la oferta, se midieron posteriormente a su costo amortizado utilizando el método de la tasa de interés efectiva. Las ganancias y pérdidas se reconocieron en resultados cuando se cancelan los pasivos, así como a través del proceso de amortización a través del método de la tasa de interés efectiva.

El 4 de abril de 2018, la Compañía consumó su Combinación de Negocios Inicial y, en consecuencia, los montos acumulados en la Cuenta de Fideicomiso por un monto de 653.781, se utilizaron para completar las adquisiciones relacionadas con el mismo y realizar reembolsos a los accionistas de la Serie A que elijan.

Alrededor del 31,29% de los tenedores de las acciones rescatables Serie A ejercieron sus derechos de reembolso antes mencionados; como resultado, se redimieron 20.340.685 acciones por un monto de 204.590. Los recursos provinieron del efectivo depositado en la Cuenta de Fideicomiso. Los tenedores de las acciones rescatables Serie A restantes decidieron no ejercer su derecho de renovación y, como resultado, se capitalizó una cantidad de 442.491 netos de gastos de oferta pagados por una cantidad de 19.500, que fueron capitalizados a esa fecha. Adicionalmente, en la misma fecha la Compañía pagó gastos de ofertas diferidos relacionados con la OPI por 19.500. La capitalización de 442.491 no generó flujo de efectivo, mientras que el pago de los gastos de la oferta se realizó utilizando los ingresos mantenidos en la Cuenta de Fideicomiso (Nota 17.1.1).

2) Series A Colocación privada

El 18 de diciembre de 2017, la junta de accionistas aprobó un aumento en el capital social variable por un monto de 1.000.000 a través de la suscripción de 100.000.000 de acciones Serie A como resultado de una posible combinación de negocios inicial revelada en la Nota 31. El 4 de abril de 2018 un monto de 9.500.000 acciones Serie A se pagaron en su totalidad y se suscribieron por un monto de 95.000 a través de un proceso de suscripción de acciones aprobado por los accionistas. Además, se comprometieron 500.000 acciones comunes de la Serie A por un monto de 5.000.000 como parte del mismo proceso de suscripción. Los costos agregados asociados con el proceso de suscripción de las acciones ascendieron a 4.073 con un costo de emisión de acciones de 4,07.

Como se revela en la Nota 33, el 22 de marzo de 2018, la junta de accionistas de la Compañía aprobó que 8.750.000 se mantengan en tesorería para implementar el Plan de Incentivos a Largo Plazo (LTIP), a discreción del Administrador del Plan, basado en la opinión de expertos independientes.

Las restantes acciones comunes de la Serie A emitidas el 18 de diciembre de 2017, que no se utilizaron para completar el proceso de suscripción de acciones descripto anteriormente o para el LTIP, se cancelaron el 4 de abril de 2018 conforme a los términos aprobados por los accionistas el 18 de diciembre de 2017. Como parte del LTIP, la Compañía celebrará un acuerdo de fideicomiso (el "Fideicomiso Administrativo") para depositar las acciones de la Serie A que se utilizarán en virtud del mismo. A la fecha de emisión de estos estados financieros, la Compañía está en proceso de ejecutar dicho Fideicomiso Administrativo.

3) Series B

Antes de la oferta global inicial de la Compañía, mediante resoluciones unánimes de los accionistas con fecha del 30 de mayo de 2017, los accionistas de la Compañía, entre otros asuntos, resolvieron aumentar la parte variable del capital social de la Compañía por un monto de US$ 25.000. a través de la emisión de acciones ordinarias, nominativas, sin expresión de su valor nominal.

Al 31 de diciembre de 2018, el capital social variable de la Compañía consistía en 70.409.315 acciones Serie A sin valor nominal, cada una de las cuales otorgaba el derecho a un voto, emitido y pagado en su totalidad. Al 31 de diciembre de 2018, el capital común autorizado de la Compañía incluye 47.476.668 acciones Serie A en su tesorería; que puede utilizarse en relación con los Títulos del promotor, los Contratos de compra a plazo y LTIP.

4) Series C

La porción variable del capital social de la Compañía es de una cantidad ilimitada de conformidad con nuestros estatutos y las leyes aplicables, mientras que la porción fija del capital social se divide en dos acciones de clase C.

20.1.2 Contrato de compra a plazo

El 15 de agosto de 2017, la Compañía acordó ingresar en un acuerdo de compra a plazo (el "FPA") en virtud del cual Riverstone Vista Capital Partners, LP ("RVCP") acordó comprar un total de hasta 5.000.000 acciones serie A y hasta a 5.000.000 Títulos ("Títulos de suscripción de acciones FPA") por un precio de compra total de 50 millones (o 10 por unidad) a cambio de un pago anticipado de RCVP. Las garantías FPA cuando se emitan, estarán sujetas a los mismos términos que las Garantías del Promotor.

El 15 de febrero de 2018 (enmendado y reformulado el 29 de marzo de 2018), la Compañía celebró un acuerdo de suscripción (el "Acuerdo de suscripción") con Kensington Investments, BV ("Kensington"), mediante el cual acordó comprar 500,000 series adicionales. A acciones por un monto agregado de 5,000. Como se revela en la Nota 34, el 13 de febrero de 2019, la Compañía realizó el cierre de la transacción.

20.2 Gestión del riesgo de capital

Al administrar su capital, la Compañía tiene como objetivo salvaguardar su capacidad para continuar operando como un negocio en curso con el propósito de generar ganancias para sus accionistas y beneficios para otras partes interesadas, y mantener una estructura de capital óptima para reducir el costo del capital.

Para mantener o ajustar su estructura de capital, la Compañía puede ajustar el monto de los dividendos pagados a sus accionistas, reembolsar el capital a sus accionistas, emitir nuevas acciones, realizar programas de recompra de acciones o vender activos para reducir su deuda. En línea con las prácticas de la industria, la Compañía monitorea su capital en función del índice de apalancamiento. Esta relación se calcula dividiendo la deuda neta por el capital total. La deuda neta es igual al endeudamiento total (incluido el endeudamiento corriente y no corriente) menos el efectivo y los equivalentes de efectivo. El capital total corresponde al capital de los accionistas que se muestra en el estado de situación financiera, incluidas todas las reservas, más la deuda neta.

La Compañía administra su estructura de capital y realiza ajustes ante los cambios en las condiciones económicas y los requisitos de las restricciones. Para mantener o ajustar la estructura de capital, la Compañía puede ajustar el pago de dividendos a los accionistas, devolver el capital a los accionistas o emitir nuevas acciones, realizar programas de compra de acciones o vender activos para reducir su deuda.

El índice de apalancamiento financiero al 31 de diciembre de 2018 fue el siguiente:

	Sucesora – 31 de Diciembre de 2018
Total préstamos bancarios	304.767
Menos: efectivo y equivalentes de efectivo	(80.908)
Deuda neta	223.859
Capital total atribuible a los propietarios	479.656
Índice de apalancamiento	47%

No se realizaron cambios en los objetivos, políticas o procesos para la gestión de capital durante el período del 4 de abril de 2018 al 31 de diciembre de 2018.

Este índice no fue calculado por PELSA al 31 de diciembre de 2017 y al 1 de enero de 2017, ya que PELSA no tiene endeudamiento a esas fechas.

Nota 21. Provisiones

	Sucesora Al 31 de diciembre de 2018	Predecesora Al 31 de diciembre de 2017	Predecesora Al 1 de enero de 2017
No corrientes			
Obligación de taponamiento de pozos	15.430	15.642	13.740
Remediación ambiental	756	260	831
Total provisiones no corrientes	**16.186**	**15.902**	**14.571**

	Sucesora Al 31 de diciembre de 2018	Predecesora Al 31 de diciembre de 2017	Predecesora Al 1 de enero de 2017
Corrientes			
Provisión para contingencias	349	55	375
Obligación de taponamiento de pozos	823	-	-
Remediación ambiental	2.968	852	860
Otros	-	-	380
Total provisiones corrientes	**4.140**	**925**	**1.615**

Movimientos del período / ejercicio de la provisión para contingencias:

	Sucesora Consolidado Período del 4 de abril de 2018 al 31 de diciembre de 2018.	Predecesora Período del 1 de enero de 2018 al 3 de abril de 2018.	Predecesora Año terminado el 31 de diciembre de 2017
Al inicio del período / ejercicio	51	55	375
Incrementos (Nota 10.2)	151	2	2.566
Actualización de la obligación por taponamiento de pozos	240		
Aumento por combinación de negocios (Nota 30)	-		
Montos incurridos por pagos/utilizaciones	(9)	(6)	(2.886)
Diferencia de cambio	(84)		
Al cierre del período / ejercicio	349	51	55

Movimientos del ejercicio de la provisión de taponamiento y abandono:

	Sucesora Consolidado Período del 4 de abril de 2018 al 31 de diciembre de 2018.	Predecesora Período del 1 de enero de 2018 al 3 de abril de 2018.	Predecesora Año terminado el 31 de diciembre de 2017
Al inicio del período / ejercicio	15.587	15.642	13.740
Aumento por combinación de negocios (Nota 31)	11.201	-	-
Actualización de la obligación por taponamiento de pozos (Nota 11.3)	897	233	815
Reclasificación	-	-	73
Disminuciones (*)	(11.839)	-	(55)
Montos incurridos por pagos/utilizaciones	-	-	(221)
Incremento/ disminución por cambio en estimaciones capitalizadas	407	(288)	1.290
Reversión de saldos no aplicados (Nota 10.1)	-	-	-
Al cierre del período / ejercicio	16.253	15.587	15.642

(1) Principalmente relacionado con el aumento en la tasa de descuento debido al cambio en las condiciones macroeconómicas y la eficiencia de costos.

Movimientos del ejercicio de la provisión de remediación ambiental:

	Sucesora Consolidado Período del 4 de abril de 2018 al 31 de diciembre de 2018.	Predecesora Período del 1 de enero de 2018 al 3 de abril de 2018.	Predecesora Año terminado el 31 de diciembre de 2017
Al inicio del período / ejercicio	1.002	1.112	1.691
Aumento por combinación de negocios (Nota 31)	4.044	-	-
Incrementos (Nota 11.3)	1.168	12	-
Reclasificación	-	-	(571)
Disminuciones (*)	(2.490)	(122)	(8)
Al cierre del período / ejercicio	3.724	1.002	1.112

[1)] Incluye diferencias de cambio

21.1 Provisión de remediación ambiental:

La Compañía realiza estudios de impacto ambiental para nuevos proyectos e inversiones y, hasta la fecha, los requisitos ambientales y las restricciones impuestas a estos nuevos proyectos no han tenido ningún impacto adverso importante en los negocios de la Compañía.

La Compañía ha realizado un análisis de sensibilidad relacionado con la tasa de descuento. El aumento o disminución del 1% en la tasa de descuento no tendría un impacto significativo en los resultados de operación de la Compañía.

21.2 Provisión para el taponamiento y abandono de pozos

De acuerdo con las regulaciones aplicables en los países donde la Compañía (directa o indirectamente a través de subsidiarias) realiza actividades de exploración y producción de petróleo y gas, la Compañía debe incurrir en costos asociados con el taponamiento y el abandono de pozos. La Compañía no ha prometido ningún activo para liquidar tales obligaciones.

La provisión de taponamiento y abandono del pozo representa el valor actual de los costos de desmantelamiento relacionados con las propiedades de petróleo y gas, en los que se espera incurrir hasta el final de cada concesión, cuando se espera que los pozos productores de petróleo y gas cesen sus operaciones. Estas provisiones se han sido creadas en base a las estimaciones internas de la Compañía o las estimaciones del Operador, según corresponda. Se han realizado suposiciones basadas en el entorno económico actual, lo que la administración considera una base razonable sobre la cual estimar el pasivo futuro. Estas estimaciones se revisan periódicamente para tener en cuenta los cambios sustanciales en los supuestos. Sin embargo, los costos reales de taponamiento y abandono de pozos dependerán en última instancia de los precios futuros del mercado para los trabajos necesarios de taponamiento y abandono que reflejarán las condiciones del mercado en el momento relevante. Además, es probable que el momento de taponamiento y abandono del pozo dependa de cuándo los campos dejen de producir a tasas económicamente viables. Esto, a su vez, dependerá de los precios futuros del petróleo y del gas, que son inherentemente inciertos.

La tasa de descuento en el cálculo de la provisión al 31 de diciembre de 2018, 31 de diciembre del 2017 y 1 de enero del 2017 es de 10.03%, 4.83% y 5.93% respectivamente.

La Compañía ha realizado un análisis de sensibilidad relacionado con la tasa de descuento. El aumento o disminución del 1% en la tasa de descuento no tendría un impacto significativo en los resultados de operación de la Compañía.

21.3 Provisión para contingencias

La Compañía (directa o indirectamente a través de subsidiarias) es parte en varios procedimientos comerciales, fiscales y laborales y reclamaciones que surgen en el curso ordinario de su negocio. Al determinar un nivel adecuado de provisión para estimar los montos y la probabilidad de ocurrencia, la Compañía ha considerado su mejor estimación con la asistencia de asesores legales y fiscales.

La determinación de las estimaciones puede cambiar en el futuro debido a nuevos desarrollos o hechos desconocidos en el momento de la evaluación de la disposición. Como consecuencia, la resolución adversa de los procedimientos y reclamaciones evaluados podría exceder la disposición establecida.

Al 31 de diciembre de 2018, 31 de diciembre de 2017 y 1 de enero de 2017 el Grupo y la Compañía predecesora están involucradas en diversos reclamos y acciones legales que surgen en el curso ordinario de los negocios. De los reclamos totales y las acciones legales por un monto total reclamado de 391, 22.373 y 26.601 respectivamente a cada fecha, la administración ha estimado una pérdida probable de 349, 55 y 375, respectivamente. Estos montos se han acumulado en los estados de situación financiera dentro de “Provisiones para contingencias”.

Además, ciertos procedimientos se consideran pasivos contingentes relacionados con acciones laborales, civiles, comerciales y otros que, según los reclamos de los demandantes, al 31 de diciembre de 2018, 31 de diciembre de 2017 y 1 de enero de 2017 ascienden a un total de 42, 22.169 y 957, respectivamente, y la Compañía no los ha reconocido, ya que no es probable que se requiera una salida de recursos que requieran beneficios económicos para liquidar la obligación. Ver Nota 27 para obtener detalles adicionales sobre los principales pasivos contingentes al 31 de diciembre de 2018 y 31 de diciembre de 2017.

No hay reclamos individuales ni otros asuntos que, individualmente o en conjunto, no hayan sido provisionados o revelados por la Compañía, cuyos montos son importantes para los estados financieros.

La Compañía, teniendo en cuenta la opinión de los asesores legales del Grupo, considera que el monto de la provisión es suficiente para cubrir las contingencias que puedan ocurrir.

Nota 22. Beneficios a empleados

Las principales características de los planes de beneficios originalmente otorgados sólo a ciertos empleados de la operación conjunta de Entre Lomas se detallan a continuación.

Plan de compensación: plan de beneficios por el cual los empleados de la Compañía que cumplen ciertas condiciones, que han participado en el plan de beneficios definidos de manera ininterrumpida y que, habiéndose unido a la Compañía antes del 31 de mayo de 1995, tienen el número requerido de años de servicio, son elegibles para recibir al retirarse un cierto monto de acuerdo con las disposiciones del plan. El beneficio se basa en el último salario computable y el número de años que trabajan para la Compañía después de deducir los beneficios del sistema de pensiones argentino administrado por la Administración Nacional de Seguridad Social ("ANSES"). Al momento de la jubilación, los empleados tienen derecho a recibir un pago mensual a valor constante, que se actualiza al final de cada año por el Índice de Precios al Consumidor (IPC) publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas y Censos (Instituto Nacional de Estadísticas y Censos o "INDEC") de la Argentina. En caso de que durante un año determinado la variación de la misma exceda el 10%, el pago se ajustará provisionalmente una vez que se haya excedido este porcentaje.

Este plan requiere que la Compañía contribuya a un fondo fiduciario. El plan requiere una contribución a un fondo financiado exclusivamente por la Compañía y sin ninguna contribución de los empleados. Los activos del fondo se aportan a un fondo fiduciario y se invierten en instrumentos del mercado monetario denominados en dólares estadounidenses o depósitos a plazo fijo para preservar el capital acumulado y obtener un rendimiento en línea con un perfil de riesgo moderado. Además, aunque no hay una asignación de activos objetivo para los años siguientes, los fondos se invierten principalmente en bonos del Estado de EE. UU. y bonos del Tesoro, documentos comerciales con calificación A1 o P1, fondos mutuos con calificación AAAm y depósitos a plazo en bancos con calificación A+ o superior en Estados Unidos de América, de conformidad con el Acuerdo de Fideicomiso con fecha del 27 de marzo de 2002 suscrito con el Banco de Nueva York Mellon, debidamente modificado por la Carta de Inversión Permitida con fecha del 14 de septiembre de 2006. El Banco de Nueva York Mellon es el fiduciario y Willis Towers Watson es el agente gestor. En caso de que haya un exceso (debidamente certificado por un actuario independiente) de los fondos que se utilizarán para liquidar los beneficios otorgados por el plan, la Compañía tendrá derecho a la opción de usarlo, en cuyo caso deberá notificar al fiduciario. Al 31 de diciembre de 2018, los fondos del plan se encontraban depositados en una cuenta bancaria perteneciente al fondo fiduciario y no se encontraban invirtidos en ningún instrumento del mercado monetario. La Compañía no puede disponer de dichos fondos.

Los siguientes cuadros resumen los componentes reconocidos en el estado de resultados y otro resultado intengral en concepto de planes de beneficios definidos y la evolución de las obligaciones por planes de beneficios definidos en el estado de situación financiera:
:

	Sucesora – Al 31 de Diciembre de 2018		
	Valor actual de la obligación	Valor razonable del plan de activos	Pasivo neto al cierre de ejercicio
Pasivos al inicio del período	(10.481)	5.656	(4.825)
Incremento por adquisición de negocios	(3.847)	2.076	(1.771)
Conceptos clasificados como pérdida o ganancia			
Costo de servicios vigentes	(99)	-	(99)
Costo de intereses	(446)	(20)	(466)
Reducciones	177	-	177
Diferencia de cambio por conversión	257	-	257
Conceptos clasificados en otros resultados integrales			
Pérdidas actuariales (ganancia)	2.698	-	2.698
Pagos de beneficios	727	(727)	-
Pago de contribuciones	-	727	727
Al final del período	(11.014)	7.712	(3.302)

	Predecesora – 3 de Abril de 2018		
	Valor actual de la obligación	Valor razonable del plan de activos	Pasivo neto al cierre de ejercicio
Pasivos al inicio de período	(10.317)	5.634	(4.683)
Conceptos clasificados como pérdida o ganancia			
Costo de servicios vigentes	(38)	-	(38)
Costo de intereses	(126)	-	(126)
Retorno en planes de Activos	-	56	56
Diferencia de cambio por conversión	(57)	(34)	(91)
Conceptos clasificados en otros resultados integrales			
Pérdidas actuariales (ganancias) [(2)]	(89)	-	(89)
Pagos de beneficios	146	(146)	-
Pago de contribuciones	-	146	146
Al final del período	(10.481)	5.656	(4.825)

	Predecesora – 31 de Diciembre de 2017		
	Valor actual de la obligación	Valor razonable del plan de activos	Pasivo neto al fin de ejercicio
Saldos al inicio de ejercicio	(9.962)	5.596	(4.366)
Conceptos clasificados como pérdida o ganancia			
Costo de servicios vigentes	(161)	-	(161)
Costo de intereses	(484)	-	(484)
Retorno en planes de Activos	-	38	38
Diferencia de cambio por conversión	243	-	243
Conceptos clasificados en otros resultados integrales			
Pérdidas actuariales (ganancias)	(355)		(355)
Pagos de beneficios	402	(402)	-
Pago de contribuciones	-	402	402
Saldos al final del ejercicio	(10.317)	5.634	(4.683)

El valor razonable de los activos del plan al final de cada ejercicio por categoría es el siguiente:

	Sucesora Al 31 de diciembre de 2018	**Predecesora Al 31 de diciembre de 2017**	**Predecesora Al 1 de enero de 2017**
Efectivo y equivalentes de efectivo	7.712	69	1.265
Instrumentos de deuda categorizados por calificación crediticia de los emisores:			
- AAA (Notas del Tesoro de Estados Unidos)	-	5.565	4.331
Total	7.712	5.634	5.596

A continuación, se muestran los pagos estimados de los beneficios esperados para los próximos diez años. Los montos en la tabla representan los flujos de efectivo no descontados y, por lo tanto, no concilian con las obligaciones registradas al final del ejercicio.

	Sucesora Al 31 de diciembre de 2018	**Predecesora Al 31 de diciembre de 2017**	**Predecesora Al 1 de enero de 2017**
Menos de un año	743	507	444
De uno a dos años	825	516	439
De dos a tres años	811	635	438
De tres a cuatro años	800	669	562
De cuatro a cinco años	783	666	587
De seis a diez años	3.869	3.678	3.237

Las estimaciones actuariales significativas utilizadas fueron las siguientes:

	Sucesora – 31 de Diciembre de 2018	Predecesora -31 de Diciembre de 2017	Predecesora - 1 de Enero de 2017
Tasa de descuento	5,00%	5,00%	5,00%
Tasa de retorno de activos	-	5,00%	5,00%
Aumento de salario			
Hasta 35 años	1,00%	1,00%	1,00%
De 36 a 49 años	1,00%	1,00%	1,00%
Más de 50 años	1,00%	1,00%	1,00%

El siguiente análisis de sensibilidad muestra el efecto de una variación en la tasa de descuento y el aumento de salarios en el monto de la obligación.

Si la tasa de descuento fuera 100 puntos base más alta (más baja), la obligación por planes de beneficios definidos disminuiría en 1.011 (aumento en 1.203) al 31 de diciembre de 2018, disminuiría en 1.011 (aumento en 1.203) al 31 de diciembre de 2017 y disminuiría en 1.074 (aumento en 1.300) al 1 de enero de 2017.

Si el crecimiento salarial esperado aumenta (disminuye) en un 1%, la obligación por planes de beneficios definidos aumentaría en 197 (disminución en 183) al 31 de diciembre de 2018, aumentaría en 197 (disminución en 183) al 31 de diciembre de 2017 y aumentaría en 621 (disminución en 557) al 1 de enero de 2017.

Los análisis de sensibilidad detallados a continuación se han determinado en función de los cambios razonablemente posibles de los supuestos respectivos que se producen al final de cada período de reporte, en función de un cambio en un supuesto manteniendo constantes los restantes. En la práctica, es poco probable que esto ocurra, y los cambios en algunos de los supuestos pueden estar correlacionados. Por lo tanto, el análisis presentado puede no ser representativo del cambio real en la obligación de beneficio definido. Los métodos y tipos de supuestos utilizados en la preparación del análisis de sensibilidad no cambiaron en comparación con el ejercicio anterior.

Además, al presentar el análisis de sensibilidad anterior, el valor presente de la obligación por planes de beneficios definidos se ha calculado utilizando el método de crédito unitario proyectado al final de cada período de reporte, que es el mismo que el aplicado en el cálculo del pasivo por obligaciones por planes de beneficios definidos reconocido en el estado de situación financiera.

No hubo cambios en los métodos y supuestos utilizados en la preparación del análisis de sensibilidad de años anteriores.

Nota 23. Salarios y contribuciones sociales por pagar

	Sucesora Al 31 de diciembre de 2018	Predecesora Al 31 de diciembre de 2017	Predecesora Al 1 de enero de 2017
Corriente			
Salarios y contribuciones sociales	925	249	253
Beneficios a empleados corto plazo	1.052	681	891
Provisión por gratificaciones y bonos	4.371	1.610	1.243
Total corriente	6.348	2.540	2.387

Nota 24. Otros impuestos y regalías por pagar

	Sucesora Al 31 de diciembre de 2018	Predecesora Al 31 de diciembre de 2017	Predecesora Al 1 de enero de 2017
No Corrientes			
Planes de pago	-	2	7
Total No corriente	-	2	7

	Sucesora Al 31 de diciembre de 2018	Predecesora Al 31 de diciembre de 2017	Predecesora Al 1 de enero de 2017
Corriente			
Impuesto al valor agregado	-	486	-
Retenciones impositivas por pagar	909	974	1.054
Regalías	5.467	2.452	2.436
Canon extraordinario (Nota 1.2.4 y Nota 10.2)	-	2.251	2.072
Impuesto sobre los ingresos brutos	139	124	284
Total corriente	6.515	6.287	5.846

Nota 25. Cuentas por pagar y otras cuentas por pagar

	Sucesora Al 31 de diciembre de 2018	Predecesora Al 31 de diciembre de 2017	Predecesora Al 1 de enero de 2017
No Corriente			
Provisiones			
Canon extraordinario por el programa de inyección excedente de gas natural	1.008		
Total cuentas por pagar y provisiones no corrientes	**1.008**		
Corriente			
Cuentas por pagar:			
Proveedores	73.609	19.764	17.733
Anticipos de clientes	-	-	5.850
Sociedades relacionadas (Nota 26)	-	1.226	744
Total cuentas por pagar	**73.609**	**20.990**	**24.327**
Provisiones:			
Pasivo por extensión de la concesión de Bajada del Palo (Nota 29.3.2)	7.899	-	-
Canon extraordinario por el programa de inyección excedente de gas natural	769	-	-
Saldos con socios de operaciones conjuntas	1.023	-	-
Honorarios Directores	1.034	-	-
Total provisiones corrientes	**10.725**	**20.990**	**24.327**
Total cuentas por pagar y provisiones corrientes	**84.334**	**20.990**	**24.327**

Debido a la naturaleza a corto plazo de las cuentas por pagar y otras cuentas corrientes, su importe en libros se considera que es el mismo que su valor razonable. El importe en libros de las provisiones no corrientes no difiere significativamente de su valor razonable.

Nota 26. Transacciones y saldos con partes relacionadas

La Nota 2.3 proporciona información sobre la estructura societaria del Grupo, incluyendo detalles de la sucursal, la compañía holding (Sucesora) y la Compañía Predecesora.

La siguiente tabla proporciona el monto total de transacciones que se han realizado con partes relacionadas durante el ejercicio.

	Sucesora – Consolidado Período del 4 de abril de 2018 al 31 de diciembre de 2018	Predecesora Período del 1 de enero de 2018 al 3 de abril de 2018	Predecesora Año terminado el 31 de diciembre de 2017
Ingreso por petróleo crudo			
Pampa Energía S.A. (Entidad matriz anterior de PELSA)	-	31.501	114.564
Ingreso por gas natural			
Pampa Energía S.A. (Entidad matriz anterior de PELSA)	-	2.647	8.832
Transportadora Gas del Sur S.A. (Subsidiaria de la entidad matriz anterior de PELSA)	-	-	684
Central Térmica Güemes S.A. (Subsidiaria de la entidad matriz anterior de PELSA)	-	-	455
Pampa Comercializadora S.A. (Subsidiaria de la entidad matriz anterior de PELSA)		7.726	18.886
Explotación de servicios			
Veta Escondida y Rincón de Aranda U.T.E. (Operación conjunta donde la entidad matriz anterior de PELSA participa)	-	32	412
Compra de bienes y Servicios			
SHM S. de R.L. de C.V. (afiliada de Riverstone Holdings, LLC - Accionista de VISTA)	186	-	-
Pampa Energía S.A. (Entidad matriz anterior de PELSA)	-	(546)	(1.767)
Gastos comerciales			
Pampa Comercializadora S.A. (Subsidiaria de la entidad matriz anterior de PELSA)	-	(91)	(364)
Oleoductos del Valle S.A. (Subsidiaria de la entidad matriz anterior de PELSA)	-	(610)	(2.962)

Remuneración del personal directivo

	Sucesora – Consolidado Período del 4 de abril de 2018 al 31 de diciembre de 2018	Predecesora Período del 1 de enero de 2018 al 3 de abril de 2018	Predecesora Año terminado el 31 de diciembre de 2017
Beneficios de corto plazo	5.368	235	2.417
Indemnizaciones por despido	-	-	1.167
Transacciones de pagos basados en acciones	3.533	-	-
Total	8.902	235	3.584

Los montos revelados en la tabla son los montos reconocidos como un gasto durante el año relacionado con el personal clave de administración.

Como se menciona en la Nota 20.1, el 30 de mayo de 2017, VISTA firmó un acuerdo de colocación privada con los directores independientes y el ex director independiente con el fin de venderles 132,000 acciones serie B que posteriormente se convirtieron el 30 de septiembre de 2018, en 132,000 acciones serie A representadas en el capital social de VISTA.

Finalmente, como se describe en la Nota 20.1, el 1 de agosto de 2017, el Promotor de la Compañía, compuesto por Vista Sponsor Holdings, L.P. y el Equipo de Administración, compró 29,680,000 Títulos del promotor. Vista Sponsor Holdings, L.P., una sociedad limitada organizada bajo las leyes de Ontario, Canadá, está controlada por profesionales senior de Riverstone Investment Group LLC ("Riverstone"), una compañía de responsabilidad limitada de Delaware, junto con sus afiliados y fondos afiliados.

Saldos con sociedades relacionadas:

	Sucesora Al 31 de diciembre de 2018	Predecesora Al 31 de diciembre de 2017	Predecesora Al 1 de enero de 2017
Cuentas por cobrar			
Pampa Energía S.A. (Entidad matriz anterior de PELSA)	-	20.331	11.858
Pampa Comercializadora S.A. (Subsidiaria de la entidad matriz anterior de PELSA)	-	6.389	-
Total	-	26.720	11.858
Otras cuentas por cobrar			
Pampa Energía S.A. (Entidad matriz anterior de PELSA)	-	20	57
Veta Escondida y Rincón de Aranda U.T.E. (Operación conjunta donde la Entidad matriz anterior de PELSA participa)	-	303	321
APCO Oil and Gas International Inc. Suc.Arg. (Entidad con influencia significativa sobre el Grupo)	-	69	67
APCO Oil and Gas International Inc.(Entidad con influencia significativa sobre el Grupo)	-	183	-
Riverstone Vista Capital Partners L.P.			
Total	-	575	445

	Sucesora Al 31 de diciembre de 2018	Predecesora Al 31 de diciembre de 2017	Predecesora Al 1 de enero de 2017
Cuentas por pagar y otras cuentas por pagar			
Pampa Energía S.A. (Entidad matriz anterior de PELSA)	-	674	348
Pampa Comercializadora S.A. (Subsidiaria de la entidad matriz anterior de PELSA)	-	32	-
Oleoductos del Valle S.A. (Subsidiaria de la entidad matriz anterior de PELSA)	-	266	232
APCO Oil and Gas International Inc. Suc. Arg.	-	254	164
Total	-	1.226	744

Los saldos pendientes al final del cada ejercicio no están garantizados y no generan intereses y la liquidación se realiza en efectivo. No ha habido garantías proporcionadas o recibidas por ninguna parte relacionada con las cuentas por cobrar o por pagar. Para el período que comienza el 4 de abril del 2018 al 31 de diciembre de 2018 y por el período que comienza el 1 de enero de 2018 al 3 de abril de 2018 y por el año terminado el 31 de diciembre de 2017, el Grupo no ha registrado ningún deterioro de cuentas por cobrar relacionadas con los montos adeudados por partes relacionadas. Esta evaluación se realiza en cada fin de ejercicio a través del examen de la situación financiera de la parte relacionada y el mercado en el que opera la misma.

Contrato de compra a plazo

Como se describe en la Nota 20.1.1, en agosto de 2017, la Compañía entró en el FPA, según el cual RVCP acordó comprar un total de hasta 5.000.000 acciones del capital ordinario de la Serie A de la Compañía, más un total de hasta 5.000.000 Títulos del opcionales para comprar un tercio de acciones Serie A a un precio de ejercicio de 11,5 dólares estadounidenses por acción ("FPA Warrants"), por un precio de compra total de hasta 50.000 o 10 dólares estadounidenses por unidad (en conjunto , las "Unidades del Término de Compra") a cambio de un anticipo de RCVP como contraprestación por la ejecución del FPA. Cada uno de los Warrants FPA tiene los mismos términos que cada uno de los Título del Promotor.

No hay otras transacciones con partes relacionadas.

Nota 27. Compromisos y contingencias

Para una descripción de los compromisos de inversión de la Compañía con respecto a sus propiedades petróleo y gas, ver Nota 29.4

27.1 Acuerdo de productores y refinadores

En enero de 2003 el P.E.N. requirió que los productores y refinadores de petróleo firmen un acuerdo para fijar el precio del West Texas Intermediate (WTI) que es usado como base para determinar los precios de venta de petróleo de PELSA en 28,5 por barril hasta el 30 de abril de 2004, fecha en la cual finalizó la vigencia del acuerdo. En función de las disposiciones del acuerdo, las diferencias que se generaron entre el precio del WTI y el límite de referencia de 28,5, serían pagados en el momento que el WTI estuviese por debajo de 28.5 y VISTA Argentina continuase cobrando 28,50, por el tiempo que fuera necesario para el pago de las mismas.

Al 31 de diciembre de 2018, 31 de diciembre de 2017 y 1 de enero de 2017, las diferencias acumuladas entre los precios reales de WTI y el límite de referencia de 28.50 son un activo contingente para la Compañía de aproximadamente 11,608, 11.210 y 10.813 para VISTA Argentina, respectivamente, que sólo se perfeccionará como ingreso y se registrará contablemente cuando se tenga certeza sobre su cobranza.

27.2 Asociación de Superficies de la Patagonia (ASSUPA)

El 1 de julio de 2004, VISTA Argentina fue notificada sobre una queja presentada en su contra. En agosto de 2003, ASSUPA demandó a 18 compañías que operan concesiones de explotación y permisos de exploración en la Cuenca de Neuquén, siendo VISTA Argentina una de ellas, que reclama la remediación del daño ambiental general supuestamente causado en la ejecución de tales actividades, además del establecimiento de un fondo de restauración del medioambiente, y la implementación de medidas para prevenir daños ambientales en el futuro. El demandante solicitó la convocatoria del Gobierno argentino, el Consejo Federal de Medio Ambiente, las provincias de Buenos Aires, La Pampa, Neuquén, Río Negro y Mendoza y el Defensor del Pueblo de la Nación. Pidió, como medida cautelar, que los acusados se abstengan de llevar a cabo actividades que afecten el medio ambiente. Tanto la citación del Defensor del Pueblo como el requerimiento preliminar solicitado fueron rechazados por la Corte Suprema de Justicia de Argentina ("CSJN"). PELSA ha respondido a la demanda solicitando su rechazo, oponiéndose al fallo del demandante. La CSJN les dio a los demandantes un término para corregir los defectos en la queja.
El 26 de agosto de 2008, la CSJN decidió que tales defectos ya se habían corregido y el 23 de febrero de 2009 ordenó que se convocara a ciertas provincias, al gobierno argentino y al Consejo Federal de Medio Ambiente. Por lo tanto, las cuestiones pendientes se aplazaron hasta que todos los terceros implícitos comparecieran ante el tribunal.

A la fecha de emisión de estos estados financieros, las provincias de Río Negro, Buenos Aires, Neuquén, Mendoza y el gobierno argentino han realizado sus presentaciones. Las provincias de Neuquén y La Pampa han reclamado falta de jurisdicción, a lo que respondió el demandante.

El 30 de diciembre de 2014, la CSJN emitió dos sentencias interlocutorias. La relacionada con PELSA apoyó el reclamo de las Provincias de Neuquén y La Pampa, y declaró que todos los daños ambientales relacionados con situaciones locales y provinciales estaban fuera del alcance de su jurisdicción original, y que solo "situaciones interjurisdiccionales" (como la cuenca del río Colorado) caería bajo su jurisdicción. El Tribunal también rechazó las medidas cautelares y otros procedimientos relacionados con dicha solicitud. PELSA y el Grupo, considerando la opinión del asesor legal, concluyeron que no es probable que se requiera una salida de recursos que incorporen beneficios económicos para liquidar esta obligación.

Nota 28. Arrendamientos

Arrendamientos operativos como arrendatario

Al 31 de diciembre de 2018, la Compañía ha celebrado arrendamientos operativos para edificios, equipos de oficina y elementos de planta y maquinaria. Estos arrendamientos tienen una vida promedio de 3 a 5 años para el arrendamiento de oficinas y de 2 a 3 años para equipos de oficina y artículos de planta y maquinaria. En los casos de arrendamiento de oficinas con términos de renovación a opción del arrendatario, la Compañía puede extender en términos de arrendamiento según los precios del mercado en el momento de la renovación. No hay restricciones impuestas a la Compañía como resultado de la celebración de estos arrendamientos.

Los términos comunes de estos contratos de arrendamiento son que los pagos (cuotas) son montos fijos; no hay cláusulas de opción de compra, excepto para los casos de contratos de arrendamiento de maquinaria que tienen una cláusula de renovación automática por el término de los mismos; y existen prohibiciones tales como: transferir o subarrendar el edificio, cambiar su uso y / o realizar cualquier tipo de modificación al mismo. Todos los contratos de arrendamiento tienen plazos cancelables y un plazo promedio de 2 a 3 años. Los términos y condiciones generales de los arrendamientos prevén la posibilidad de rescisión anticipada.

Al 31 de diciembre de 2018, 31 de diciembre de 2017 y 1 de enero de 2017 los pagos mínimos futuros con respecto a los arrendamientos operativos no cancelables de uso son los siguientes:

	Sucesora Al 31 de diciembre de 2018	Predecesora Al 31 de diciembre de 2017	Predecesora Al 1 de enero de 2017
2017	-	-	276
2018	-	10	12
2019	8.973	-	-
2020	2.776	-	-
2021	3.690	-	-
2022	2.729	-	-
2023	363	-	-
Total pagos mínimos futuros de arrendamiento	**18.531**	**10**	**288**

El total de gastos por arrendamientos operativos del período iniciado el 4 de abril de 2018 al 31 de diciembre de 2018, por el período iniciado el 1 de enero de 2018 al 3 de abril del 2018 y el año terminado el 31 de diciembre de 2017 fue de 12.307, 10 y 276, respectivamente.

Nota 29. Operaciones en consorcios de hidrocarburos

29.1 Consideraciones generales

La Compañía es responsable solidariamente con sus socios en el cumplimiento de las obligaciones contractuales que se deriven de los acuerdos para la exploración y explotación de las áreas hidrocarburíferas.

Las áreas hidrocarburíferas son operadas en Argentina mediante el otorgamiento de permisos o concesiones por parte del gobierno nacional o provincial bajo la base de la libre disponibilidad de los hidrocarburos que se producen.

De acuerdo con la Ley No. 17,319, en Argentina se pagan regalías equivalentes al 12% del precio en boca de pozo de petróleo crudo y gas natural producido. El precio en boca de pozo se calcula deduciendo los gastos de flete y otros gastos relacionados del precio de venta obtenido de transacciones con terceros.

En caso de extensión de la concesión, corresponderá el pago de una regalía adicional de hasta 3% respecto a la regalía aplicable al momento de la primera prórroga, la que ascendería al 15% y hasta un máximo total de 18% de regalías para las siguientes prórrogas.

29.2 Áreas de petróleo y gas y participación en operaciones conjuntas

Al 31 de diciembre de 2018, la Compañía forma parte de las operaciones conjuntas y consorcios para la exploración y producción de petróleo y gas, tal como se indica a continuación:

Nombre	Ubicación	Participación		Operador	Duración hasta el año
		Directa	Indirecta		
Producción argentina					
25 de Mayo - Medanito S.E.	Río Negro	-	100%	VISTA Argentina	2026
Jagüel de los Machos	Río Negro	-	100%	VISTA Argentina	2025
Bajada del Palo Este	Neuquén	-	100%	VISTA Argentina	2053
Bajada del Palo Oeste	Neuquén	-	100%	VISTA Argentina	2053
Entre Lomas	Río Negro y Neuquén	-	100%	VISTA Argentina	2026
Agua Amarga (Lotes "Charco del Palenque" y "Jarilla Quemada")	Río Negro	-	100%	VISTA Argentina	2034/2040
Coirón Amargo Sur Oeste	Neuquén	-	10%	O&G Development Ltd. S.A.	2053
Coirón Amargo Norte	Neuquén	-	55%	APCO	2036
Acambuco	Salta	-	1,5%	Pan American Energy	2036
Sur Río Deseado Este	Santa Cruz	-	16,95%	Petrolera Argentina S.A.	2021
Águila Mora	Neuquén	-	90%	APCO	2019
Producción mexicana					
Cuenca del Sureste Basin (Bloque CS-01)	Tabasco	-	50%	Vista II	2047
Cuenca del Sureste Basin (Bloque A-10)	Tabasco	-	50%	Vista II	2047
Tampico- Misantla (Bloque TM-01)	Tabasco	-	50%	Jaguar	2047

Al 31 de diciembre de 2017 y 1 de enero de 2017, PELSA forma parte de las operaciones conjuntas y exploración y producción de petróleo y gas, tal como se indica a continuación:

Nombre	Locación	Participación		Operador	Duración hasta el año
		Directa	Indirecta		
Producción argentina					
Bajada del Palo	Neuquén	73,15%	-	PELSA	2025
Entre Lomas	Río Negro and Neuquén	73,15%	-	PELSA	2026
Agua Amarga	Río Negro	73,15%	-	PELSA	2034/2040

La información financiera resumida con respecto a las operaciones conjuntas de la Compañía, sobre los activos, pasivos, ingresos y egresos que no son reconocidos al 100% dentro de los estados financieros de la Compañía. La información financiera resumida a continuación representa los montos preparados de acuerdo con las NIIF en sus respectivas participaciones ajustadas por la Compañía para propósitos contables.

	Sucesora Al 31 de diciembre de 2018	Predecesora Al 31 de diciembre de 2017	Predecesora Al 1 de enero de 2017
Activos			
Activos no corriente	14.950	257.009	284.324
Activo corriente	1.488	12.626	15.793
Pasivo			
Pasivo no corriente	483	8.151	5.071
Pasivo corriente	3.307	28.757	26.982

	Consolidado – Sucesora por el período del 4 de Abril de 2018 al 31 de Diciembre de 2018	Predecesora por el período del 1 de Enero de 2018 al 3 de Abril de 2018	Predecesora por el año terminado el 31 de Diciembre de 2017
Costos de producción	(12.120)	(40.846)	(195.200)
Gastos de venta	(46)	(5.304)	(23.439)
Gastos generales y administración	(230)	(1.494)	(6.949)
Gastos de exploración	(2)	(134)	(1.049)
Otros gastos e ingresos operativos	(390)	51	5.943
Resultados financieros, netos	988	1.706	2.078
Costos y gastos totales del ejercicio	(11.800)	(46.021)	(218.616)

29.3 Concesiones y cambios en participaciones de explotación de propiedades de petróleo y gas

29.3.1 Área Entre Lomas

Los socios de la operación conjunta en la concesión de explotación Entre Lomas al 31 de diciembre de 2018 son VISTA Argentina y APCO SAU con una participación del 77% y 23% respectivamente. VISTA Argentina es el operador y participa en la concesión para la explotación de hidrocarburos en el área Entre Lomas, ubicada en las provincias de Río Negro y Neuquén. El contrato de concesión, renegociado en 1991 y 1994, otorgaba la libre disponibilidad de petróleo crudo y gas natural producido, y determinaba el plazo de la concesión hasta el 21 de enero de 2016.

VISTA Argentina llegó a un acuerdo de renegociación con la Provincia de Río Negro por la concesión del área Entre Lomas, suscripto el 9 de diciembre de 2014, aprobado por Decreto Provincial No. 1,706 / 2014 y ratificado por la Honorable Legislatura Provincial en su sesión del 30 de diciembre de 2014. A través de dicho acuerdo, PELSA accedió a prorrogar por 10 años la Concesión del Área Entre Lomas hasta el mes de enero de 2026, comprometiéndose, entre otras condiciones, al pago de un Bono Fijo y de un Aporte al Desarrollo Social y al Fortalecimiento Institucional, un aporte complementario equivalente al 3% de la producción de petróleo y gas natural y un importante plan de desarrollo y exploración de reservas y recursos, y remediación ambiental.

Asimismo, en el año 2009, el gobierno provincial de Neuquén acordó extender por 10 años el contrato de concesión de Entre Lomas correspondiente a la provincia de Neuquén hasta enero de 2026. Este acuerdo de extensión no se aplica a la parte de la concesión de Entre Lomas ubicada en la provincia de Río Negro que se negoció por separado, tal como se detalla previamente. De conformidad con el acuerdo de extensión, PELSA y sus socios acordaron invertir ARS 237 millones en futuras actividades de explotación y exploración en la concesión de Entre Lomas ubicada en la provincia de Neuquén y en el área Bajada del Palo

durante un período de 17 años. Las regalías aumentaron de la tasa anterior del 12% al 15% y podrían aumentar hasta un máximo del 18%, dependiendo de los futuros incrementos en los precios de venta de los hidrocarburos producidos.

29.3.2 Área Bajada del Palo

Con anterioridad al 21 de diciembre de 2018, la concesión de explotación Bajada del Palo, ubicada en la Provincia de Neuquén se encontraba concesionada a Vista Argentina, con el 77% de participación y APCO SAU con el 23% restante, siendo Vista Argentina el operador del área. Dicha concesión había sido prorrogada por el plazo de 10 años, mediante el Decreto No. 1,117/09, venciendo en consecuencia en el año 2026.

Con fecha 21 de diciembre de 2018, la Provincia de Neuquén aprobó la transformación de la concesión de explotación sobre el área Bajada del Palo, en dos concesiones de explotación no convencional de hidrocarburos denominadas Bajada del Palo Este ("BPE") y Bajada del Palo Oeste ("BPO") por el plazo de 35 años e incluyen el pago de regalías por 12% por la nueva producción de las formaciones no convencionales. Este permiso reemplaza la concesión de explotación convencional vinculada con esta área.

La Compañía se comprometió a pagar a la Provincia de Neuquén los siguientes conceptos en el marco del otorgamiento de concesiones de explotación no convencionales para ambas áreas: (i) bono de explotación por un total de aproximadamente 1,167, (ii) Bono de Infraestructura por un total de aproximadamente 2,796; (iii) en términos de Responsabilidad Social Corporativa, un monto de aproximadamente 3,935; (iv) un plan importante para el desarrollo y exploración de reservas (ver Nota 29.4). Asimismo, VISTA pagó la cantidad de aproximadamente 1,102 como impuesto de sellos.

29.3.3 Área Agua Amarga (Lotes "Charco del Palenque" y "Jarilla Quemada")

Los socios de la operación conjunta de los lotes de explotación "Charco del Palenque" y "Jarilla Quemada" al 1 de enero 2017 y 31 de diciembre de 2017 eran VISTA Argentina y APCO Sucursal Argentina y Pampa con una participación de 73,15%, 23% y 3,85%, respectivamente. Desde la adquisición de negocios realizada por la Compañía el 4 de abril de 2018 descrita en la Nota 31, la concesión operativa de Agua Amarga, ubicada en la Provincia de Neuquén, los socios de la operación conjunta fueron VISTA Argentina con 77% de participación y APCO SAU con el 23% restante, siendo Vista Argentina el operador.

En 2007, VISTA Argentina obtuvo el permiso de exploración en el área de Agua Amarga ubicada en la Provincia de Río Negro mediante el Decreto Provincial No. 557/07 y la firma del respectivo contrato el 17 de mayo del mismo año. Con base en los resultados de la exploración realizada en el área de Agua Amarga, la Provincia de Río Negro otorgó la concesión de explotación del lote Charco del Palenque el 28 de octubre de 2009, mediante el Decreto Provincial No. 874 y su modificatorio No. 922, con fecha 13 de noviembre de 2009 por un período de 25 años.

La autoridad de aplicación de la Provincia de Río Negro aceptó la inclusión del sector "Meseta Filosa" a la concesión otorgada anteriormente por Charco del Palenque, a través del Decreto Provincial No. 1,665 del 8 de noviembre de 2011, publicado en el Boletín Oficial No. 4,991 de fecha 1 de diciembre de 2011.

Posteriormente, la autoridad de aplicación de la Provincia de Río Negro aprobó la inclusión del sector Charco del Palenque Sur a la concesión otorgada anteriormente de Charco del Palenque, mediante el Decreto Provincial No. 1,199 de fecha 6 de agosto de 2015. Además, en la misma fecha, el Decreto Provincial No. 1,207 otorgó a PELSA la concesión de explotación del lote Jarilla Quemada.

Ambos Decretos se publicaron en el Boletín Oficial No. 5,381 del 17 de agosto de 2015, mediante el cual el permiso de exploración de Agua Amarga se divide en las dos concesiones de explotación mencionadas.

La concesión de explotación Charco del Palenque es efectiva hasta el año 2034 y la concesión de explotación Jarilla Quemada es efectiva hasta el año 2040.

29.3.4 Propiedades de petróleo y gas en Coirón Amargo Sur Oeste y Coirón Amargo Norte

La UTE Coirón Amargo ("CA") era titular de un área ubicada en la provincia de Neuquén compuesta por una concesión de explotación ("Coirón Amargo Norte") y un lote de evaluación ("Coirón Amargo Sur"), con vencimiento 2036 y 2017, respectivamente.

El 11 de julio de 2016, los socios firmaron acuerdos de cesiones de sus participaciones, por medio de los cuales el área se dividió en tres propiedades de petróleo y gas: Coirón Amargo Norte ("CAN"), Coirón Amargo Sur Oeste ("CASO") y Coirón Amargo Sur Este ("CASO").

La Compañía decidió no participar en la unión transitoria para la operación del área CASE.

La UTE CA, titular de la concesión de explotación, cambió su denominación a UTE CAN, quedando integrada por APCO Sucursal Argentina) con 55% de participación Madalena Energy Argentina S.R.L. ("Madalena") con 35% de participación y Gas y Petróleo de Neuquén S.A. ("G&P") con el 10% restante. APCO Sucursal Argentina es el operador desde esa fecha. La fecha de vencimiento de la concesión de explotación se mantiene en 2036.

Adicionalmente, se estableció la operación conjunta CASO y los operadores conjuntos fueron APCO SAU con el 45% de participación, O&G Developments Ltd. S.A. con el 45% de participación y Gas y Petróleo de Neuquén S.A. con el 10% restante. El último es el operador designado y la fecha de caducidad es el 30 de junio de 2018, según la resolución MEyRN N° 032/2018 de fecha 2 de marzo de 2018.

La provincia de Neuquén emitió el Decreto N° 1.363, publicado en el Boletín Oficial el 7 de octubre de 2016, que aprueba este acuerdo.

El acuerdo conjunto CA (cuya continuación es el acuerdo conjunto CAN) estableció que todos los desembolsos en términos de gastos e inversiones en los que se incurrió durante la etapa exploratoria hasta que se declarara comercialmente explotable, fueron aportados, a exclusivo riesgo, por los socios, con la excepción de GyP, y en ningún caso GyP tendrá que reembolsar al resto de los socios de la UTE, tales gastos e inversiones. Por lo tanto, fueron reconocidos por la Compañía en la proporción en que fueron financiados.

El resto de los socios hacen la contribución correspondiente a la participación de GyP en el acuerdo conjunto (10%) durante la etapa de explotación. Estos socios recuperarán los créditos, sin intereses, reteniendo un porcentaje del ingreso neto que sería apropiado que GyP reciba de la venta de hidrocarburos proporcional a su participación. El operador de la UTE realizará dicha retención.

El 28 de diciembre de 2017, los socios en el acuerdo conjunto CAN firmaron un Acta de Comité Operativo donde se aprueba la implementación del "Carry Petrolero" con efecto retroactivo al 1 de septiembre de 2107. Como consecuencia de lo anterior, los socios acordaron que las contribuciones efectuadas y a ser efectuadas en el futuro se reconocerán como mayor activo y/o gasto, según corresponda, en términos de los montos realmente desembolsados por ellos, independientemente de los porcentajes de participación contractual.

En consecuencia, APCO SAU adquirió los activos netos que GyP poseía en la operación conjunta CAN por un valor de 3.123 correspondiente al otro crédito que APCO SAU tenía con GyP, detallado anteriormente, al 1 de septiembre de 2017, que se dio de baja. Dado que el valor en libros de estos activos a la fecha de adquisición ascendió a 1.809, APCO SAU reconoció la diferencia de 1.313 como propiedad de petróleo y gas.

En consecuencia, a partir del 1 de septiembre de 2017, APCO SAU procedió a incluir su participación en esta operación conjunta como 61.11%, que se compone de su participación contractual del 55% más la participación incremental adquirida de GyP, descrita anteriormente, del 6.11%.

El 22 de agosto de 2018, APCO SAU firmó un contrato de cesión de derechos mediante el cual: (i) APCO SAU cedió a O&G, una subsidiaria de propiedad de Royal Dutch Shell plc. ("Shell"), una participación no operativa del 35% en la propiedad de petróleo y gas CASO, (ii) O&G cedió a APCO SAU una participación operativa del 90% en la propiedad de petróleo y gas de Águila Mora.

Los socios de CASO son actualmente APCO SAU, O&G y GyP con un porcentaje de participación del 10%, 80% y 10% respectivamente, siendo O&G el operador designado del área. Con fecha 25 de septiembre de 2018, mediante Decreto 1.578/18, el lote de evaluación de CASO se convirtió en una concesión de explotación no convencional de hidrocarburos (CENCH) por el plazo de 35 años, venciendo en consecuencia en el año 2053.

Al igual que en el área CAN, los socios de CASO mantienen un acuerdo de "Carry Petrolero" por la participación de GyP, incluyendo APCO SAU su participación en esta operación conjunta por el 61,11%.

29.3.5 Águila Mora

El 22 de agosto de 2018, APCO SAU firmó un contrato de cesión de derechos (el "Contrato de Swap Águila Mora") mediante el cual: (i) APCO SAU cedió a O&G, una subsidiaria de propiedad de Royal Dutch Shell plc. ("Shell"), una participación no operativa del 35% en la propiedad de petróleo y gas de CASO, (ii) O&G cedió a APCO SAU una participación operativa del 90% en la propiedad de petróleo y gas de Águila Mora, más una contribución de hasta 10,000 para el reacondicionamiento de infraestructura de agua existente para el beneficio de las operaciones de Shell y Vista. El Acuerdo de Swap Águila Mora obtuvo las aprobaciones del gobierno de la Provincia de Neuquén el 22 de noviembre de 2018. Por lo tanto, a partir de esa fecha, la Compañía retuvo una participación del 10% en la propiedad de petróleo y gas de CASO y adquirió una participación del 90%. en la propiedad de petróleo y gas de Águila Mora, convirtiéndose en el operador de este último de conformidad con el Acuerdo de Swap Águila Mora. Esta transacción se midió al valor razonable del interés del participante asignado a O&G y no se registró ninguna ganancia o pérdida como resultado de la transacción.

Ubicada en la provincia de Neuquén, Águila Mora es una propiedad de petróleo y gas con un permiso de exploración hasta junio de 2019, que se encuentra en la ventana de petróleo de la formación Vaca Muerta

APCO SAU mantiene por dicha área un acuerdo de "Carry Petrolero" por la participación de GyP, incluyendo su participación en esta operación conjunta por el 100%.

29.3.6. Jagüel de los Machos

El Decreto 1769/90 otorgó una concesión de explotación por 25 años sobre el área "Jagüel de los Machos" a Compañía Naviera Pérez Companc S.A.C.F.I.M.F.A. Posteriormente, mediante Decreto 1708/08 de la Provincia de Rio Negro se extendió la concesión de explotación por diez (10) años, venciendo en consecuencia el 6 de septiembre de 2025.

Con fecha 4 de abril de 2018 el ciento por ciento (100%) de la participación en el área fue cedida por Pampa Energía SA a Vista Oil & Gas Argentina SA, encontrándose a la fecha dicha cesión pendiente de aprobación por parte de la Provincia de Rio Negro, en los términos del artículo 72 de la Ley 17.319.

Jagüel de los Machos es una concesión de explotación ubicada en la provincia de Río Negro.

29.3.7. 25 de Mayo – Medanito S.E.

El Decreto 2164/91 reconvirtió el contrato existente a esa fecha sobre el área "25 de Mayo-Medanito SE" en una concesión de explotación por 25 años. Posteriormente, mediante Decreto 1708/08 de la Provincia de Rio Negro se extendió la concesión de explotación por diez (10) años, venciendo en consecuencia el 28 de octubre de 2026.

Con fecha 4 de abril de 2018 el ciento por ciento (100%) de la participación en el área fue cedida por Pampa Energía SA a Vista Oil & Gas Argentina SA, encontrándose a la fecha dicha cesión pendiente de aprobación por parte de la Provincia de Rio Negro, en los términos del artículo 72 de la Ley 17.319.

25 de Mayo – Medanito S.E. es una concesión de explotación ubicada en la provincia de Río Negro.

29.3.8. Acambuco

La Compañía tiene una participación del 1.5% en la empresa conjunta no incorporada para la concesión de explotación de Acambuco en la cuenca Noroeste ubicada en la Provincia de Salta. El operador de esta propiedad de petróleo y gas de evaluación es Pan American Energy LLC (Sucursal Argentina), que posee una participación del 52%. Los intereses restantes están en manos de otros tres socios, YPF, que posee una participación del 45%, y una subsidiaria de WPX Energy, Northwest Argentina Corporation, que posee la participación restante del 1,5%. La concesión expira en 2036. No hay compromisos de capital pendientes.

29.3.9. Sur Rio Deseado Este

Si bien la Compañía considera que la propiedad de petróleo y gas de Sur Río Deseado Este es una sola propiedad de petróleo y gas, la Compañía ha divido la información entre la explotación de Sur Río Deseado Este y la exploración de Sur Río Deseado Este como se detalla a continuación.

La Compañía tiene una participación del 16,95% en la operación conjunta para la concesión de explotación para Sur Río Deseado Este en la cuenca del Golfo San Jorge ubicada en la Provincia de Santa Cruz. El operador de esta propiedad de petróleo y gas de explotación es Petrolera Argentina S.A.

La Compañía tiene una participación del 44% en la operación conjunta no incorporada un acuerdo para la exploración de la concesión de Sur Río Deseado Este. Operador de esta propiedad de petróleo y gas de evaluación es Quintana E&P Argentina S.R.L.

Las concesiones expiran en 2021 y no hay compromisos de capital pendientes.

29.3.10. Propiedades de Petróleo y Gas en México

Como se revela en la Nota 11, el 29 de octubre de 2018, VISTA a través de su subsidiaria mexicana Vista Holding II, S.A. de C.V. ("VISTA II") completó la adquisición, de 50% de participación en las siguientes propiedades de petróleo y gas:

(i) CS-01 y B-10 (Cuenca del Sureste), ambos serán operados por VISTA (sujeto a la aprobación de CNH de la transferencia de la operación la cual se espera será obtenida, aproximadamente, a mediados del 2019); y
(ii) TM-01 (Tampico- Misantla) será operado por Jaguar.

A la fecha de estos estados financieros consolidados, la ejecución de la adenda a los acuerdos de licencia de las tres propiedades de petróleo y gas entre CNH, Jaguar, Pantera y VISTA fue ejecutada.

Las concesiones caducan en 2047.

29.4 Compromiso de inversión

Al 31 de diciembre de 2017, PELSA, la compañía predecesora, estaba comprometida con la Provincia de Río Negro a perforar y completar 12 pozos de desarrollo, 2 pozos de avanzada y 1 pozos exploratorios en el área Entre Lomas, durante el período de 2018 a 2020. La mejor estimación del costo de PELSA para completar este compromiso es de 31.500 (23.040 en la participación de PELSA). Adicionalmente, PELSA se compromete a mejorar 21 pozos y abandonar 4 pozos, en el área Entre Lomas, durante el período del 2018 al 2020. La mejor estimación del costo de PELSA para completar este compromiso es de 11.300 (8.270 en la participación de PELSA). Dichas actividades de inversión estaban relacionadas en un 73,15% a la participación que PELSA tenía en UTE Entre Lomas. De las actividades mencionadas anteriormente, 3 pozos de desarrollo están pendientes desde 2017.

Al 31 de diciembre 2018, la Compañía estaba comprometida a perforar y completar: (a) en la Provincia de Río Negro, 20 pozos de desarrollo, 5 pozos de avanzada y 2 pozos exploratorios en las áreas 25 de Mayo - Medanito SE y Jagüel de los Machos por un costo estimado de 43.500 (al porcentaje de participación de la Compañía) hasta el 2021; (b) en la Provincia de Río Negro, 12 pozos de desarrollo, 2 pozos de avanzada y 1 pozo exploratorio en la propiedad de gas y petróleo Entre Lomas por un costo estimado de 30.500 (al porcentaje de participación de la Compañía) hasta el 2022; y (c) en la Provincia de Neuquén, 3 pozos

horizontales por un total de 35.000 (3.800 al porcentaje de participación de la Compañía) en 2019 en la propiedad de gas y petróleo Coiron Amargo Sur Oeste.
Además, la Compañía se comprometió a realizar: (a) 19 reacondicionamientos y abandonar 22 pozos en las áreas 25 de Mayo - Medanito SE y Jagüel de los Machos por un costo estimado de 13.900 (al porcentaje de participación de la Compañía hasta el 2021); y (b) 13 reacondicionamientos y abandono de 3 pozos en el área Entre Lomas por un costo estimado de 7.400 millones (al porcentaje de participación de la Compañía hasta el 2020).

Adicionalmente, con motivo del otorgamiento de la CENCH en el área Bajada del Palo, la Compañía se comprometió: (a) a perforar 8 pozos horizontales con sus instalaciones asociadas por un costo estimado de 105.600 hasta Junio 2020, de los cuales 53.800 fueron desembolsados al 31 de Diciembre de 2018 (en 2018 Vista perforó (i) 4 pozos horizontales en Bajada de Palo Oeste por 40.393 y (ii) la sección intermedia con 9 pozos adicionales con sus respectivasinstalaciones por 13.420) y (b) en Bajada del Palo Este a perforar 5 pozos horizontales con sus respectivas instalaciones por un costo estimado de 51.800 hasta Diciembre 2021.

29.5 Costos de exploración de pozos

No hay saldos ni actividad por costos de pozos exploratorios durante el período iniciado el 4 de abril de 2018 al 31 de diciembre de 2018, por el período iniciado el 1 de enero de 2018 al 3 de abril de 2018 y el por el año terminado el 31 de diciembre de 2017.

Note 30. Régimen de regularización (moratoria)

Entre el 29 y el 31 de marzo de 2017, PELSA se adhirió a un régimen de regularización (moratoria) provista por la Ley No. 27.260 en relación con ciertos reclamos de impuestos y provisiones. Los pasivos relacionados de PELSA se atribuyeron principalmente a las contingencias identificadas, incluidas las diferencias de interpretación con la autoridad fiscal argentina en relación con el momento en que se registraron los gastos de abandono del pozo a efectos del impuesto a la utilidad y la exención del Impuesto sobre Bienes Personales como Contribuyente Sustituto para un accionista en España. Al 1 de enero de 2017 y al 31 de diciembre de 2017, el importe en libros de los conceptos que se incluyeron en la moratoria ascendió a 7 y 2 y se revelaron como "Impuestos y regalías impositivas no corrientes".

Si bien la adhesión al régimen de regularización estableció los beneficios de liberar multas fiscales y reducir los intereses compensatorios, PELSA no reconoció ninguna ganancia para el año terminado el 31 de diciembre de 2017.

Nota 31. Combinación de Negocios

El 4 de abril de 2018, la Compañía completó su Combinación Inicial de Negocios la cuál fue registrada mediante el método de compra. Los resultados de operaciones adquiridos han sido incluidos en los estados financieros consolidados a partir de la fecha en que la Compañía obtuvo el control del negocio respectivo, como se describe a continuación.

31.1 Adquisición de PELSA (actualmente conocida como Vista Argentina) y de la participación directa del 3.85% en las propiedades de petróleo y gas operadas por PELSA de Pampa Energía S.A.

El 16 de enero de 2018, Pampa Energía S.A. (“PAMPA”) acordó vender a VISTA su participación directa en PELSA y sus participaciones directas en las propiedades de petróleo y gas Entre Lomas, Bajada del Palo y Agua Amarga.

El 4 de abril de 2018, PAMPA y la Compañía, a través de su subsidiaria mexicana Vista I, firmaron un acuerdo de compra de acciones (el "Acuerdo de Compra de Acciones PELSA"), para la adquisición de los intereses directos de Pampa de:

i) el 58.88% de PELSA, una empresa argentina que poseía una participación operativa directa del 73.15% en las concesiones de explotación petrolera de Entre Lomas ("EL"), Bajada del Palo ("BP") y Agua Amarga ("AA") en la Cuenca Neuquina en las provincias de Neuquén y Río Negro, Argentina (las “Concesiones EL-AA-BP”) (las “transacciones de PELSA”), y
ii) el 3.85% de participación directa en las Concesiones EL-AA-BP operadas por PELSA.

En la misma fecha, VISTA asignó todos los derechos y obligaciones del Contrato de Compra relacionados con la adquisición del 3.85% de participación directa en las Concesiones EL-AA-BP a PELSA para que dicha subsidiaria realice la compra.

El objetivo principal de la combinación de negocios era adquirir un negocio ascendente, que se convirtió en la actividad principal de la Compañía después de estas adquisiciones de negocios, ya que la Compañía se estableció como una entidad de propósito especial hasta esa fecha (Nota 1).

31.1.1 Consideración transferida

Esta combinación de negocios se realizó a cambio de una contraprestación total de 297.588 en efectivo en la fecha de cierre.

Los costos relacionados con la transacción de 967 fueron reconocidos en utilidad o pérdida por la Compañía a medida que se incurrían, y se registraron como "Otros gastos operativos" en el estado de resultados y otros resultados integrales consolidado. Los resultados operativos del negocio adquirido se han incluido en los resultados operativos consolidados de la Compañía a partir de la fecha de adquisición.

31.1.2 Activos y pasivos adquiridos asumidos al 4 de abril de 2018

Como resultado de la combinación de negocios, la Compañía identificó en forma preliminar un crédito mercantil por un valor de 11.999, atribuible a las sinergias futuras de la Compañía y la fuerza laboral reunida. El crédito mercantil se ha asignado completamente al segmento de negocio único de la Compañía, ya que es el único que opera la Compañía, como se describe anteriormente. Al 31 de diciembre de 2018, el crédito mercantil no es deducible en México, por lo tanto, si estas circunstancias no cambian, no se espera que haya deducciones de impuestos en el futuro.

La siguiente tabla detalla el valor razonable de la contraprestación transferida, los valores razonables de los activos adquiridos, los pasivos asumidos y el interés minoritario correspondiente a las adquisiciones de PELSA al 4 de abril de 2018:

	Notas	Total
Activos		
Propiedad, planta y equipos	[A]	312.728
Otros activos intangibles		494
Cuentas por cobrar y otras cuentas	[B]	27.857
Otros activos financieros		19.712
Inventario		3.952
Efectivo y equivalentes de efectivo		10.216
Total activos adquiridos		**374.959**
Pasivos		
Pasivo por impuesto a la utilidad diferido		56.396
Provisiones	[C]	11.085
Obligación por planes de beneficios definidos, neta		2.856
Salarios y contribuciones sociales por pagar		1.178
Impuesto a la utilidad por pagar		2.914
Otros impuestos y regalías por pagar		3.394
Cuentas por pagar y otras cuentas		10.240
Total pasivos asumidos		**88.063**
Activos netos adquiridos		**286.896**
Crédito mercantil		**11.999**
Interés minoritario		**(1.307)**
Total consideración (Nota 31.1.1)		**297.588**

[A] Propiedad, planta y equipo:

- Propiedad de petróleo y gas: La Compañía ha valuado su participación en reservas probadas (desarrolladas y no desarrolladas) y reservas probables en diferentes propiedades de petróleo y gas adquiridas. Para estimar el nivel futuro de las reservas, se utilizó un informe auditado por ingenieros externos, ajustado por la temporalidad de la actividad (por ejemplo, perforación de nuevos pozos y reacondicionamientos) para adaptarse a los planes de VISTA. Estos supuestos reflejan todas las reservas y recursos que la administración cree que un participante del mercado consideraría al valorar el activo. En todos los casos, el enfoque utilizado para determinar el valor razonable de la propiedad de petróleo y gas fue una combinación del enfoque basado en los ingresos a través del método de flujo de efectivo indirecto y una metodología de valoración para transacciones comparables utilizando el dólar / acre múltiple. El período de proyección se determinó sobre la base de la terminación de los respectivos contratos de concesión. Para cada tipo de reserva o recurso, la administración utilizó un factor de riesgo entre el 100% y el 30% de éxito a partir de su valor potencial total estimado. Se ha utilizado una tasa de descuento del 11.26%, que se estimó tomando la tasa WACC en dólares estadounidenses como parámetro. Los otros supuestos principales utilizados para proyectar los flujos de efectivo se relacionan con los precios del petróleo crudo, gas natural y Gas Licuado de Petróleo, el tipo de cambio y la inflación, que se basaron en los supuestos de los participantes del mercado.

[B] Cuentas por cobrar adquiridas: el valor razonable de las Cuentas por cobrar y otras cuentas adquiridas asciende a 27,857. El monto contractual bruto de las cuentas por cobrar es de 31,504, de los cuales no se espera cobrar 3,647.

[C] Pasivos contingentes, provisión para remediación ambiental y taponamiento y abandono de pozos: La Compañía ha registrado 30,646 y 10,071 para reflejar el valor razonable de posibles y probables impuestos, contingencias civiles y laborales, remediación ambiental y obligación de retiro de activos a la fecha de adquisición, respectivamente. PELSA está (ya sea directa o indirectamente) involucrada en varios procedimientos legales, fiscales y laborales en el curso normal de sus negocios. El valor razonable se calculó considerando el nivel de probabilidad de salidas de efectivo que se requeriría para cada contingencia o provisión.

31.1.3 Interés minoritario

El interés minoritario (0,32% de participación en PELSA) reconocido en la fecha de adquisición se midió a su valor razonable. La Compañía adquirió el 40,80% restante de la participación en PELSA a través de la adquisición de APCO en la misma fecha de adquisición (Nota 31.3).

31.1.4 Salida neta de efectivo en la adquisición de negocios

En el estado de flujo de efectivo consolidado:

Pago en efectivo transferido	297.588
Efectivo y equivalentes de efectivo adquiridos	(10.216)
Salida neta de efectivo en la adquisición de negocios (*)	287.372

(*) En el estado de flujo de efectivos 297.458 se presentaron como la Salida neta de efectivo en la adquisición de negocios y 10.086 fueron incluidos en Efectivo y equivalentes adquiridos al inicio del período en poder de la entidad Sucesora.

31.1.5 Efecto de las adquisiciones en los resultados del Grupo

Incluida en la pérdida del período, existe una pérdida de 36.816 atribuible al negocio adicional generado por PELSA. Los ingresos del período incluyen 86.941 atribuibles a los ingresos adicionales generados por la participación en la propiedad adquirida en PELSA.

Si estas combinaciones de negocios se hubieran efectuado al 1 de enero de 2018, los ingresos de la Compañía para el año hubieran sido de 360.026 y las pérdidas del año hubieran sido 28.835. Los directores consideran que estos números "pro-forma" representan una medida aproximada del desempeño del grupo combinado sobre una base anualizada y proporcionan un punto de referencia para la comparación en períodos futuros.

Al determinar los ingresos 'pro-forma' y las ganancias netas del Grupo que se habían adquirido al comienzo del año en curso, la administración ha calculado la depreciación de la planta y el equipo adquirido sobre la base de los valores razonables que surgen en la contabilidad inicial para la combinación de negocios en lugar de los valores en libros reconocidos en los estados financieros previos a la adquisición

31.2 Adquisición de las propiedades de petróleo y gas Jagüel de los Machos y 25 de Mayo-Medanito SE, realizada por PELSA a Pampa Energía S.A.

El 16 de enero de 2018, Pampa Energía S.A. (“PAMPA”) acordó vender a VISTA su interés directo en las áreas de petróleo y gas 25 de Mayo - Medanito y Jagüel de los Machos, ubicadas en la Cuenca Neuquina en la Provincia de Río Negro, Argentina. El 4 de abril de 2018, PAMPA y la Compañía, a través de su subsidiaria mexicana Vista I, firmaron un acuerdo de compra (el "Contrato de Compra de Propiedades de Petróleo y Gas"), para la adquisición de lo siguiente (la "Transacción de propiedades de petróleo y gas"):

i. 100% de participación en el área de concesión de explotación 25 de Mayo - Medanito ("Medanito"); y
ii. participación del 100% en el área de concesión de explotación Jagüel de los Machos (“Jagüel” o “JDM”).

En la misma fecha, VISTA asignó todos los derechos y obligaciones de las propiedades de petróleo y gas del Acuerdo de Compra a PELSA para que dicha subsidiaria realice la compra.

El objetivo principal de la combinación de negocios era adquirir un negocio ascendente, que se convirtió en la actividad principal de la Compañía, después de estas dos combinaciones de negocios, ya que la Compañía se estableció como una entidad de propósito especial hasta esta fecha (Nota 1).

31.2.1 Consideración transferida

Esta combinación de negocios se realizó a cambio de una consideración total de 85.435 en efectivo.

Los costos relacionados con la transacción de 277 fueron reconocidos en resultados por la Compañía a medida que se incurrían, y se registraron como “Otros gastos operativos” en los estados de resultados y otros resultados integrales consolidados. Los resultados operativos del negocio adquirido se han incluido en los resultados operativos consolidados de la Compañía a partir de la fecha de adquisición.

31.2.2 Activos adquiridos y pasivos asumidos al 4 de abril de 2018

Como resultado de la combinación de negocios, la Compañía identificó de forma preliminar un crédito mercantil por un monto de 5.542 relacionado con esta transacción. Al 31 de diciembre de 2018, el crédito mercantil no es deducible en Argentina, por lo tanto, cualquier cambio en el reconocimiento de la combinación de negocios, y si estas circunstancias no cambian, no se espera que haya deducciones de impuestos en el futuro.

La siguiente tabla detalla el valor razonable de la contraprestación transferida, los valores razonables de los activos adquiridos, los pasivos asumidos correspondiente a las adquisiciones al 4 de abril de 2018:

	Notas	Valor razonable
Activos		
Propiedad, planta y equipos	[A]	86.096
Activo por impuesto a la utilidad diferido		.226
Total activos adquiridos		**87.322**
Pasivos		
Provisiones	[B]	6.406
Salarios y contribuciones sociales por pagar		1.023
Total pasivos asumidos		**7.429**
Activos netos adquiridos		**79.893**

Crédito Mercantil	**5.542**
Total consideración (Nota 31.1.1)	**85.435**

[A] Propiedad, planta y equipos

- Propiedad de petróleo y gas: La Compañía ha valuado sus intereses en reservas probadas (desarrolladas y no desarrolladas) y reservas probables en diferentes propiedades de petróleo y gas adquiridas. Para estimar el nivel futuro de reservas, se utilizó un informe auditado por ingenieros externos el cual fue ajustado por la temporalidad de la actividad (por ejemplo, perforación de nuevos pozos y reacondicionamientos) para adaptarse a los planes de VISTA. Estos supuestos reflejan todas las reservas y recursos que la administración cree que un participante del mercado consideraría al valuar el activo. En todos los casos, el enfoque utilizado para determinar el valor razonable de la propiedad de petróleo y gas fue una combinación del enfoque basado en los ingresos a través del método de flujo de efectivo indirecto. El período de proyección se determinó sobre la base de la terminación de los respectivos contratos de concesión. Para cada tipo de reserva o recurso, la administración utilizó un factor de riesgo entre el 100% y el 30% de éxito a partir de su valor potencial total estimado. Se ha utilizado una tasa de descuento del 11.25%, que se estimó tomando la tasa WACC en dólares estadounidenses como parámetro. Los supuestos principales utilizados para proyectar los flujos de efectivo se asociaron con los precios del petróleo crudo, gas natural y Gas Licuado de Petróleo, las tasas de cambio y la inflación que se basaron en los supuestos de los participantes del mercado.

[B] Provisión para remediación ambiental y taponamiento y abandono de pozos: La Compañía ha registrado 3.676 y 2.730 para reflejar el valor razonable de la remediación ambiental posible y probable y la obligación de retiro de activos a la fecha de adquisición, respectivamente. El valor razonable se calculó considerando el nivel de probabilidad de salidas de efectivo que se requeriría para cada provisión.

31.2.3 Salida neta de efectivo en la adquisición de negocios

En el estado consolidado de flujo de efectivo:

Pago en efectivo transferido	85.435
Efectivo y equivalentes de efectivo adquiridos	-
Salida neta de efectivo en la adquisición de negocios	85.435

31.2.4 Efecto de las adquisiciones en los resultados del Grupo

Incluida en la pérdida del período, existe una ganancia de 69.016 atribuible al negocio adicional generado por Jagüel de los Machos y 25 de Mayo - Medanito SE. Los ingresos del período incluyen 130.015 atribuibles a los ingresos adicionales generados por Jagüel de los Machos y 25 de Mayo - Medanito SE.

Si estas combinaciones de negocios se hubieran efectuado al 1 de enero de 2018, los ingresos del Grupo para el año habrían sido 371.132, y la pérdida del año habría sido 10.090. Los directores consideran que estos números "pro-forma" representan una medida aproximada del desempeño del grupo combinado sobre una base anualizada y proporcionan un punto de referencia para la comparación en períodos futuros.

Al determinar los ingresos 'pro-forma' y las ganancias netas del Grupo que se habían adquirido al comienzo del año en curso, la administración ha calculado la depreciación de la planta y el equipo adquirido sobre la base de los valores razonables que surgen en la contabilidad inicial para la combinación de negocios en lugar de los valores en libros reconocidos en los estados financieros previos a la adquisición.

31.3 Adquisición de APCO desde Pluspetrol

El 4 de abril de 2018, Pluspetrol Resources Corporation establecida en Islas Caimán ("Pluspetrol") y la Compañía, a través de su subsidiaria mexicana VISTA I, firmaron un acuerdo de compra de acciones (el "Acuerdo de Compra de Acciones APCO"), por la adquisición del 100% de APCO Oil & Gas International, Inc. ("APCO O&G") y el 5% de APCO Argentina, S.A. ("APCO Argentina") (en conjunto, "Transacción APCO").

APCO O&G tiene (a) El 39,22% del capital social de PELSA; b) 95% del capital social de APCO que posee el 1,58% de participación directa en el capital de PELSA; y C) 100% de capital social de APCO Oil & Gas International Inc., Sucursal Argentina ("APCO Argentina Branch" - Sucursal Argentina).

A través de la sucursal de APCO Argentina, APCO O&G posee indirectamente: (1) Participación del 23% en las Concesiones EL-AA-BP operadas por PELSA; (2) Participación no operada del 45% en una propiedad de petróleo y gas en la Cuenca Neuquina en la Provincia de Neuquén, Argentina, que se denomina "Coirón Amargo Sur Oeste"; (3) una participación operada del 55% en una concesión de explotación en la Cuenca Neuquina en la Provincia de Neuquén, Argentina, que se denomina "Coirón Amargo Norte"; (4) Participación no operada del 1,5% en una concesión de explotación en la Cuenca Noroeste en la Provincia de Salta, Argentina, que se denomina "Acambuco"; (5) Participación no operada de 16,95% en una concesión de explotación en la Cuenca del Golfo San Jorge en la Provincia de Santa Cruz, Argentina, que se denomina "Sur Río Deseado Este" ("SRDE"); y (6) una participación no operada del 44% en un contrato de exploración de una porción de SRDE.

A partir de esta combinación de negocios, VISTA posee directa e indirectamente el 99,68% de PELSA. El 0,32% restante del interés minoritario fue adquirido directamente por la Compañía de los accionistas minoritarios de PELSA, para representar el 100% del capital social de PELSA el 25 de abril de 2018.

El objetivo principal de la combinación de negocios era adquirir un negocio ascendente, que se convirtió en la actividad principal de la Compañía, después de estas dos combinaciones de negocios, ya que la Compañía se estableció como una entidad de propósito especial hasta esta fecha (Nota 1).

31.3.1 Consideración transferida

Esta combinación de negocios se realizó a cambio de una contraprestación total de 349.761 en efectivo.

Los costos relacionados con la transacción de 1.136 fueron reconocidos en resultados por la Compañía a medida que se incurrían, y se registraron como "Otros gastos de operación" en los presentes estados de resultados y otros resultados integrales consolidados. Los resultados de las operaciones de APCO y APCO Argentina se han incluido en los resultados operativos consolidados de la Compañía a partir de la fecha de adquisición.

En relación con esta transacción, como se describe en la Nota 17.2, la Compañía obtuvo un préstamo bancario por un monto de 260.000 neto de los costos de transacción de 11.904.

31.3.2 Activos adquiridos y pasivos asumidos al 4 de abril de 2018

Como resultado de la combinación de negocios, la Compañía ha identificado de forma preliminar un crédito mercantil por un monto de 10.943. Al 31 de diciembre de 2018, el crédito mercantil no es deducible en México, por lo tanto, si estas circunstancias no cambian, no se espera que haya deducciones de impuestos en el futuro.

La siguiente tabla detalla el valor razonable de la contraprestación transferida, los valores razonables de los activos adquiridos, los pasivos asumidos y el interés minoritario correspondiente a las adquisiciones de APCO y APCO Argentina al 4 de abril de 2018:

	Notas	Valor razonable
Activos		
Propiedad, planta y equipo	[A]	380,386
Otros activos intangibles		417
Cuentas por cobrar y otras cuentas	[B]	34,076

	Notas	Valor razonable
Otros activos financieros		13,579
Inventarios		4,409
Efectivo y equivalentes de efectivo		14,432
Total activos adquiridos		**447,299**

Pasivos	**Notas**	**Valor razonable**
Pasivo por impuesto a la utilidad diferido		67,503
Provisiones	[C]	12,881
Obligación por planes de beneficios definidos, neta		3,483
Otros impuestos y regalías por pagar		3,349
Salarios y contribuciones sociales por pagar		1,312
Pasivo por impuesto a la utilidad		6,458
Cuentas por pagar y otras cuentas		13,495
Total pasivos asumidos		**108,481**
Activos netos adquiridos [(1)]		**338,818**
Crédito Mercantil		**10,943**
Total consideración (Nota 31.3.1)		**349,761**

[(1)] Los activos netos totales restantes adquiridos de APCO Oil & Gas International, Inc., después del proceso de consolidación y la asignación del precio de compra, corresponden a una cantidad de 851 del total de activos relacionados con efectivo y equivalentes de efectivo y cuentas por cobrar.

[A] Propiedad, planta y equipo:

- Propiedad de petróleo y gas: La Compañía ha valuado sus participaciones en reservas probadas (desarrolladas y no desarrolladas) y reservas probables en diferentes propiedades de petróleo y gas adquiridas. Para estimar el nivel futuro de reservas, se utilizó un informe auditado por ingenieros externos ajustado por la temporalidad de la actividad (por ejemplo, perforación de nuevos pozos y reacondicionamientos) para adaptarse a los planes de VISTA. Estos supuestos reflejan todas las reservas y recursos que la administración cree que un participante del mercado consideraría al valuar el activo. En todos los casos, el enfoque utilizado para determinar el valor razonable de la propiedad de petróleo y gas fue una combinación del enfoque basado en los ingresos a través del método de flujo de efectivo indirecto y una metodología de valuación para transacciones comparables utilizando el dólar / acre múltiple. El período de proyección se determinó sobre la base de la terminación de los respectivos contratos de concesión. Para cada tipo de reserva o recurso, la administración utilizó un factor de riesgo entre el 100% y el 30% de éxito a partir de su valor potencial total estimado. Se ha utilizado una tasa de descuento del 11,25%, que se estimó tomando la tasa WACC en dólares estadounidenses como parámetro. Los supuestos principales utilizados para proyectar los flujos de efectivo se asociaron con los precios del petróleo crudo, gas natural y Gas Licuado de Petróleo, las tasas de cambio y la inflación, que se basaron en los supuestos de los participantes del mercado.

[B] Cuentas por cobrar adquiridas: el valor razonable de las cuentas por cobrar y otras cuentas adquiridas asciende a 34.076. El monto contractual bruto de las cuentas por cobrar es de 36.590, de los cuales no se espera cobrar 2.514.

[C] Pasivos contingentes, provisión para remediación ambiental y taponamiento y abandono de pozos: La Compañía ha registrado 122.600 y 12.159 para reflejar el valor razonable de posibles y probables impuestos, contingencias civiles y laborales, remediación ambiental y obligación de retiro de activos a la fecha de adquisición, respectivamente. APCO está (ya sea directa o indirectamente) involucrada en varios procedimientos legales, fiscales y laborales en el curso ordinario de sus negocios. El valor razonable se calculó considerando el nivel de probabilidad de salidas de efectivo que se requeriría para cada contingencia o provisión.

31.3.3 Salida neta de efectivo en la adquisición de negocios

En el estado flujo de efectivo consolidado:

Pago en efectivo transferido	349.761
Efectivo y equivalentes de efectivo adquiridos	(14.432)
Salida neta de efectivo en la adquisición de negocios	335.329

(*) En el estado de flujos de efectivo, se presentaron 342.281 como Salida neta de efectivo en la adquisición de subsidiarias y 6.952 se incluyen en el 'Efectivo y equivalentes de efectivo al comienzo del período' en poder de la entidad Sucesora.

31.3.4 Efecto de las adquisiciones en los resultados del Grupo

Incluida en la pérdida del período, existe una pérdida de 32.546 atribuible al negocio adicional generado por APCO y APCO Argentina. Los ingresos del período incluyen 114.380 atribuibles a los ingresos adicionales generados por APCO y APCO Argentina.

Si estas combinaciones de negocios se hubieran efectuado al 1 de enero de 2018, los ingresos de la Compañía para el año hubieran sido 367.167 y las pérdidas del año hubieran sido 25.505. Los directores consideran que estos números "pro-forma" representan una medida aproximada del desempeño del grupo combinado sobre una base anualizada y proporcionan un punto de referencia para la comparación en períodos futuros.

Al determinar los ingresos "pro-forma" y las ganancias netas de la Compañía que se habían adquirido al comienzo del año en curso, la administración ha calculado:
• La depreciación de la planta y el equipo adquirido sobre la base de los valores razonables que surgen en la contabilización inicial de la combinación de negocios en lugar de los valores en libros reconocidos en los estados financieros previos a la adquisición;
• Los costos de endeudamiento en los niveles de financiamiento, calificaciones crediticias y posición de deuda / capital de la Compañía después de la combinación de negocios.

31.4 Efecto de todas las adquisiciones sobre el flujo de caja, el crédito mercantil y los resultados del Grupo

Si todas las combinaciones de negocios (Nota 31.1, 31.2 y 31.3) se hubieran realizado al 1 de enero de 2018, los ingresos consolidados del Grupo para el ejercicio se habrían incrementado a 435.653 y la pérdida del ejercicio habría sido 11.666.

En el estado de flujo de efectivo consolidado:

Pago en efectivo transferido	732.784
Efectivo y equivalentes de efectivo adquiridos	(24.648)
Salida neta de efectivo en la adquisición de negocios (*)	708.136

(*) En el estado de flujos de efectivo, se han presentado 725.174 como Salida neta de efectivo en la adquisición de negocios y 17.038 se incluyen en el 'Efectivo y equivalentes al comienzo del período' en poder de la entidad Sucesora

La composición del Crédito Mercantil es:

PELSA	11.999
JDM y Medanito	5.542
APCO	10.943
Total Crédito mercantil	28.484

Nota 32. Reforma fiscal

A- Argentina

El 29 de diciembre de 2017, el Poder Ejecutivo Nacional aprobó la Ley No. 27.430 - Impuesto a la utilidad. Esta Ley introdujo varias modificaciones en el tratamiento del impuesto a la utilidad, cuyos componentes clave se describen a continuación:

32.1 Impuesto a la utilidad

32.1.1. Tasa del Impuesto a la utilidad

La tasa del impuesto a la utilidad para las empresas argentinas se reducirá gradualmente para las ganancias no distribuidas del 35% al 30% para los años fiscales que comienzan a partir del 1 de enero de 2018 hasta el 31 de diciembre de 2019, y hasta el 25% para los años que comienzan a partir del 1 de enero de 2020.

El efecto de la aplicación de los cambios en la tasa del impuesto a la utilidad sobre los activos y pasivos por impuestos diferidos de conformidad con la reforma tributaria mencionada anteriormente se reconoció, en función de su año de realización esperado, en "Impuesto a la utilidad" del estado de resultados y otros resultados integrales consolidado (Nota 15).

32.1.2. Impuesto sobre dividendos

El impuesto a los dividendos o ganancias distribuidos por, entre otros, empresas o establecimientos permanentes argentinos a individuos, propiedades indivisas o beneficiarios que residen en el extranjero se distribuyen en base a las siguientes consideraciones: (i) dividendos resultantes de las ganancias devengadas durante los años fiscales que comienzan el 1 de enero de 2018 hasta el 31 de diciembre de 2019, estarán sujetos a una retención del 7%; y (ii) los dividendos resultantes de las ganancias devengadas durante los años fiscales que comienzan a partir del 1 de enero de 2020 estarán sujetos a una retención del 13%.

Los dividendos resultantes de los beneficios ganados hasta el año fiscal anterior al que comenzó el 1 de enero de 2018 seguirán sujetos a la retención del 35% sobre el monto que excede las ganancias retenidas distribuibles no gravadas (período de transición del impuesto de igualación) para todos los beneficiarios.

32.1.3. Precios de transferencia

Se establecen controles para la importación y exportación de productos a través de intermediarios internacionales diferentes del exportador en el punto de origen o del importador en el destino.

Además, la Ley establece la obligación de proporcionar documentación que permita verificar las características de la transacción para la importación y exportación de bienes y la exportación de productos, en ambos casos cuando se realizan a través de un intermediario internacional diferente al exportador en el punto de origen o del importador en destino.

32.1.4. Revaluación fiscal y contable

La Ley establece que las Compañías pueden optar por realizar una revaluación fiscal de los activos ubicados en Argentina y a la generación de ganancias sujetas a impuestos. El impuesto especial sobre el monto de la revaluación depende del activo, y ascenderá a 8% para bienes inmuebles no contabilizados como inventarios, 15% para bienes inmuebles contabilizados como inventarios y 10% para propiedad personal y otros activos. Una vez que la opción se ejerce para un determinado activo, todos los activos dentro de la misma categoría deben revaluarse. El resultado fiscal de la revaluación no estará sujeto al impuesto a la utilidad, y el impuesto especial sobre el monto de la revaluación no será deducible de dicho impuesto.

La compañía está analizando actualmente el impacto de la opción mencionada anteriormente.

32.1.5. Ajuste

La reforma establece las siguientes reglas para la aplicación del mecanismo de ajuste de la inflación del impuesto a la utilidad: (i) un ajuste de costos por los bienes adquiridos o las inversiones realizadas durante los años fiscales que comienzan después del 1 de enero de 2018, teniendo en cuenta las variaciones en el Índice de Precios Internos Mayoristas (IPIM) publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas y Censos (INDEC); y (ii) la aplicación de un ajuste integral cuando la variación de IPIM supere el 100% en los 36 meses anteriores al cierre del período fiscal.

El ajuste de las adquisiciones o inversiones realizadas en años fiscales a partir del 1 de enero de 2018 aumentará la depreciación deducible y su costo computable en caso de venta.

El 4 de diciembre de 2018, Argentina promulgó la Ley No. 27,468 que modifica las normas de ajuste inflacionario a efectos del impuesto a la utilidad.

Las nuevas normas cambian el índice utilizado para medir la inflación y modifican los parámetros que deben verificarse para desencadenar un ajuste. El ajuste de la inflación para fines fiscales ahora se basará en el Índice de Precios al Consumidor (IPC), y un ajuste sólo se aplicará para los años fiscales 2018, 2019 y 2020 si el índice supera el 55%, 30% y 15% respectivamente.

Según esto, el ajuste por inflación no se aplicará a 2018 porque el índice no superó el 55%.

Además, la Ley No. 27.468 establece que el ajuste por inflación negativo o positivo resultante, correspondiente al primer, segundo o tercer año fiscal que comienza el 1 de enero de 2018, debe asignarse un tercio al año fiscal para el cual se calcula el ajuste y los dos restantes. Tercero, en partes iguales, a los dos años fiscales siguientes.

32.2 Impuesto al valor agregado

Reembolso de saldos favorables de inversiones.

Se establece un procedimiento para el reembolso de créditos fiscales originados en inversiones en propiedades, planta y equipos que, después de 6 meses a partir de su evaluación, no han sido absorbidos por débitos fiscales generados por la actividad.

32.3 Impuesto sobre el combustible

Se introducen ciertas modificaciones al impuesto al combustible, que incorpora un impuesto sobre la emisión de dióxido de carbono. La reforma simplifica la estructura impositiva del combustible, manteniendo la misma carga fiscal efectiva antes de la reforma.

B- México

El 1 de enero de 2019 el gobierno mexicano eliminó el derecho de compensar cualquier crédito fiscal contra cualquier impuesto a pagar (compensación general o compensación universal). A partir de dicha fecha, el derecho a compensar los créditos fiscales será con los impuestos de la misma naturaleza y pagadero por el mismo ente (no se podrá compensar los créditos fiscales contra los impuestos pagados de terceros). Adicionalmente, por decreto ejecutivo se proporcionaron ciertos beneficios fiscales relacionados con el impuesto al valor agregado y el impuesto a la renta a las empresas ubicadas en la frontera norte de México.

Nota 33 – Pagos basados en acciones

Al 31 de diciembre de 2017 y 1 de enero 2017, PELSA no tenía ningún plan de pago basado en acciones.

El 22 de marzo de 2018, los Accionistas de la Compañía autorizaron la existencia de un Plan de Incentivo a Largo Plazo (LTIP, por sus siglas en inglés) para retener a los empleados clave y le otorgaron al Consejo de Administración la autoridad para administrar dicho plan. En la misma Junta de Accionistas, los Accionistas resolvieron reservar 8.750.000 de las 100.000.000 acciones Serie A emitidas el 18 de diciembre de 2017 para ser utilizadas en la misma.

De acuerdo con el LTIP aprobado por la Junta, dicho plan comenzó el 4 de abril de 2018. Como parte del LTIP, la Compañía ingresará en el Fideicomiso Administrativo para depositar las acciones de la Serie A que se utilizarán en el mismo. A la fecha de emisión de los presentes estados financieros, la Compañía está en proceso de ejecutar dicho Fideicomiso Administrativo.

El plan tiene los siguientes beneficios pagados a ciertos ejecutivos y empleados que se consideran pagos basados en acciones.

33.1 Opción de compra de acciones (Pagos basados en acciones)

La opción de compra de acciones le otorga al participante el derecho a adquirir una cantidad de acciones durante un cierto período de tiempo. Las opciones de compra de acciones se otorgarán de la siguiente manera (i) 33% el primer año, (ii) 33% el segundo año y (iii) 34% el tercer año con respecto a la fecha en que se proporcionen las opciones sobre acciones a los participantes. Una vez adquiridas, las Opciones sobre acciones se pueden ejercer hasta 5 años a partir de la fecha en que se conceden. El plan establece que el número de opciones que se otorgarán se determinará utilizando un Modelo de Black Sholes. El empleado puede ejercer la opción pagando el precio de ejercicio en efectivo o en acciones.

33.1.1 Movimientos del ejercicio de las acciones Serie A

La siguiente tabla muestra el número de acciones Serie A y el Precio Promedio Ponderado del ejercicio (WAEP, por sus siglas en inglés) y sus movimientos durante el ejercicio:

	Sucesora – Consolidado Período del 4 de Abril de 2018 al 31 de Diciembre de 2018	
	Número de acciones Series A	WAEP
Pendientes al inicio del período / ejercicio	-	-
Otorgados durante el período / ejercicio	1.330.541	10,0
Al cierre del período / ejercicio	1.330.541	10,0

La siguiente tabla enumera las entradas a los modelos utilizados para el plan por el período / ejercicio:

	Sucesora – Consolidado Período del 4 de Abril de 2018 al 31 de Diciembre de 2018
Rentabilidad por dividendo (%)	0,0%
Volatilidad esperada (%)	40%
Tasa de interés libre de riesgo (%)	1,5%
Vida esperada de las opciones sobre acciones (años)	5
Precio Promedio Ponderado de las acciones (USD)	10,0
Modelo utilizado	Black-Scholes-Merton

La vida útil esperada de las opciones sobre acciones se basa en datos históricos y expectativas actuales y no es necesariamente indicativo de los patrones de ejercicio que pueden ocurrir. La volatilidad esperada refleja el supuesto de que la volatilidad histórica en un período similar a la vida de las opciones es indicativa de tendencias futuras, que pueden no ser necesariamente el resultado real.

El valor razonable promedio ponderado de las opciones otorgadas durante el período iniciado el 4 de abril de 2018 al 31 de diciembre de 2018 fue de 3,7.

De acuerdo con la NIIF 2, los planes de compra de acciones se clasifican como transacciones liquidadas en la fecha de concesión. Esta valoración es el resultado de multiplicar el número total de acciones de la Serie A que se depositarán en el Fideicomiso Administrativo y el precio por acción.

Para el período del 4 de abril al 31 de diciembre de 2018, el gasto de compensación registrado en el estado consolidado de operaciones ascendió a 1.238 dólares estadounidenses.

Todas las acciones se consideran en circulación tanto para fines de utilidad básica como por dilución (pérdida), ya que las acciones tienen derecho a dividendos siempre y cuando sean declaradas por la Compañía.

33.2 Acciones restringidas (pagos basados en acciones)

Una o más acciones que se entregan a los participantes del plan de forma gratuita o con un valor mínimo una vez que se cumplen las condiciones. La acción restringida se otorga de la siguiente manera (i) 33% el primer año, (ii) 33% el segundo año y (iii) 34% el tercer año con respecto a la fecha en que se otorga la acción restringida a los participantes.

32.2.1 Movimientos del período

La siguiente tabla muestra el número y el Precio Promedio Ponderado del ejercicio (WAEP, por sus siglas en inglés) y sus movimientos durante el período de la sucesora:

	Sucesora – Consolidado Período del 4 de Abril de 2018 al 31 de Diciembre de 2018	
	Número de acciones Series A	WAEP
Pendientes al inicio del período / ejercicio	-	-
Otorgados durante el período / ejercicio	854.750	10,0
Al cierre del período / ejercicio	854.750	10,0

De acuerdo con la NIIF 2, los planes de compra de acciones se clasifican como transacciones liquidadas en la fecha de concesión. Esta valoración es el resultado de multiplicar el número total de acciones de la Serie A que se depositarán en el Fideicomiso Administrativo y el precio por acción.

Para el ejercicio del 4 de abril de 2018 al 31 de diciembre de 2018, el gasto por compensación registrado en el estado de resultados y otros resultados integrales consolidado ascendió a 2.783.

Todas las acciones se consideran en circulación tanto para fines de utilidad básica como por dilución (pérdida), ya que las acciones tienen derecho a dividendos siempre y cuando sean declaradas por la Compañía.

Nota 34. Eventos posteriores

La Compañía ha evaluado eventos posteriores al 31 de diciembre de 2018 para evaluar la necesidad de un posible reconocimiento o exposición en estos estados financieros. La Compañía evaluó dichos eventos hasta el 29 de marzo de 2019, fecha en que estos estados financieros estaban disponibles para su emisión. Basada en esa evaluación, se determinó que no existieron eventos posteriores que deberían ser reconocidos o revelados en estos estados financieros, excepto por lo detallado a continuación:

a) El 13 de febrero de 2019, la Compañía completó la venta de 5.500.000 acciones serie A y 5.000.000 millones de Títulos del promotor para comprar acciones serie A por un monto total de 55.000 a Kensington Investments BV, de conformidad con un Acuerdo de compra a plazo y cierto compromiso de suscripción, revelado en Nota 20.1.1.

Después de dar efecto a esta transacción, Vista tiene:

• 75.909.315 acciones de la serie A en circulación, que representan la porción variable del capital social de Vista, todas las cuales están registradas en el Registro Nacional de Valores de México y están listadas en la Bolsa de Valores de México;

• 2 acciones serie C en circulación, que representan la parte fija del capital social de Vista, todas registradas en el Registro Nacional de Valores de México y que cotizan en la Bolsa Mexicana de Valores; y

• 99.680.000 Títulos del promotor para comprar acciones serie A en circulación, cuyo período de ejercicio comenzó el 15 de agosto de 2018, tres de los cuales se pueden ejercer para comprar una acción serie A a un precio de 11,50 por acción.

b) El 14 de marzo de 2019 la Compañía suscribió un acuerdo de préstamo con el Banco Macro S.A. por un monto de 15.000 y por un plazo de 180 días, el cual devenga intereses a una tasa anual del 6,75%. Adicionalmente, en la misma fecha, la Compañía subscribió un acuerdo de préstamo con el Banco Itaú Argentina S.A. por un monto de 10.000 y por un plazo de 210 días, devengando intereses a una tasa anual del 6,50%. Finalmente, el 29 de marzo de 2019, la Compañía suscribió tres acuerdos de préstamo con el Banco de la Ciudad de Buenos Aires por un monto de 1.500, 1.500 y 7.000, respectivamente. El plazo acordado para los primeros dos préstamos fue de 180 días y la tasa de interés anual de 8% y 0%, respectivamente. El plazo para el último préstamo es de 360 días y devenga interés a una tasa anual del 7%.

Nota 35. INFORMACIÓN COMPLEMENTARIA SOBRE LAS ACTIVIDADES DE PETRÓLEO Y GAS (SIN AUDITAR)

La siguiente información sobre las actividades de petróleo y gas se ha preparado de acuerdo con la metodología prescrita por la Junta de Normas de Contabilidad Financiera ("FASB" por sus siglas en inglés) Codificación de Normas Contables ("ASC" por sus siglas en inglés) No. 932 "Actividades Extractivas - Petróleo y Gas", modificada por Actualización de las Normas Contables ("ASU" por sus siglas en inglés) 2010 - 03 "Reservas de Petróleo y Gas, Estimaciones y Revelaciones ", emitida por FASB en enero de 2010 para alinear los requisitos actuales de estimación y divulgación con los requisitos establecidos en las reglas e interpretaciones finales de la SEC, publicada el 31 de diciembre de 2008. Esta información incluye las actividades de producción de petróleo y gas de la Compañía realizadas en Argentina y México.

Costos incurridos

La siguiente tabla presenta los costos capitalizados, así como los gastos que se incurrieron durante el período del 4 de abril al 31 de diciembre de 2018 (Sucesor) y del 1 de enero de 2018 al 3 de abril de 2018 y al año terminado al 31 de diciembre de 2017 (Predecesor). La adquisición de propiedades incluye el costo de adquisición de propiedades de petróleo y gas probadas o no probadas. Los costos de exploración incluyen los costos necesarios para retener propiedades no desarrolladas, costos de adquisición sísmica, interpretación de datos sísmicos, modelos geológicos, costos de perforación de pozos de exploración y pruebas de pozos perforados. Los costos de desarrollo incluyen costos de perforación y equipo para pozos de desarrollo, la construcción de instalaciones para extracción, tratamiento y almacenamiento de hidrocarburos y todos los costos necesarios para mantener las instalaciones para los volúmenes técnicos desarrollados existentes.

	Sucesora Período del 4 de abril al 31 de diciembre de 2018		**Predecesora Período del 1 de enero de 2018 al 3 de abril de 2018**	**Predecesora Año terminado 31 de diciembre de 2017**
	Argentina	**Mexico**	**Argentina**	**Argentina**
Adquisición de propiedades de petróleo y gas				
Probado	(555.944)	-	-	-
No probado	-	(29.681)	-	-

	Sucesora Período del 4 de abril al 31 de diciembre de 2018		Predecesora Período del 1 de enero de 2018 al 3 de abril de 2018	Predecesora Año terminado 31 de diciembre de 2017
Total adquisición de propiedades de petróleo y gas	(555.944)	(29.681)	-	-
Exploración	(637)	-	(134)	(1.049)
Desarrollo	(131.080)	-	(3.999)	(29.543)
Total Gastos incurridos	(687.661)	(29.681)	(4.133)	(30.592)

Ni Vista ni Vista argentina tienen costos incurridos en entidades reconocidas bajo el método de la participación en los períodos / años mencionados anteriormente. No hay costos incurridos directamente asociados con las actividades de producción de petróleo y gas en México durante los períodos predecesores.

Costo capitalizado

La siguiente tabla presenta los costos capitalizados al 31 de diciembre de 2018 y 2017 y al 1 de enero de 2017, para propiedades de petróleo y gas probadas y no probadas, y la depreciación acumulada correspondiente a esas fechas.

	Sucesora Al 31 de diciembre de 2018		Predecesora Al 31 de diciembre de 2017	Predecesora Al 1 de enero de 2017
	Argentina	**Mexico**	**Argentina**	**Argentina**
Propiedades probadas[1]				
Equipos, campamentos y otras instalaciones	20.602	-	16.996	15.898
Propiedades y pozos de petróleo y gas	804.752	-	1.061.163	1.029.922
Otros proyectos incompletos	77.536	-	3.911	5.508
Propiedades no probadas	13.157	29.681	-	-
Costos brutos capitalizados	916.047	29.681	1.082.070	1.051.328
Depreciación acumulada	(74.413)	-	(824.399)	(767.264)
Total costos capitalizados netos	**841.634**	**29.681**	**257.671**	**284.064**

(1) Incluye montos capitalizados relacionados con obligaciones de retiro de activos y pérdida / recuperación por deterioro.

Ni Vista ni Vista argentina tienen costos incurridos en entidades reconocidas bajo el método de la participación en los períodos / años mencionados anteriormente. No hay costos capitalizados directamente asociados con las actividades de producción de petróleo y gas en México durante los períodos de los predecesores.

Resultados de operaciones

El desglose de los resultados de las operaciones que se muestran a continuación resume los ingresos y gastos directamente asociados con las actividades de producción de petróleo y gas para los períodos del 4 de abril al 31 de diciembre de 2018 (Sucesor) y del 1 de enero de 2018 al 3 de abril de 2018 y para el año terminado el 31 de diciembre de 2017 (predecesor). El impuesto a la utilidad para los períodos presentados se calculó utilizando las tasas impositivas legales.

	Sucesora Período del 4 de abril al 31 de diciembre de 2018.	Predecesora Período del 1 de enero de 2018 a 3 de abril de 2018	Predecesora Año terminado 31 de diciembre de 2017
	Argentina	**Argentina**	**Argentina**
Ingresos por contrato con clientes	331.336	44.463	198.075
Compensación de inyección de gas excedente	-	291	16.938
Total ingresos y otros ingresos	331.336	44.754	215.013
Costos de producción, excluyendo la depreciación			
Costos operativos y otros	(86.245)	(18.367)	(77.461)
Regalías	(50.323)	(6.795)	(28.163)
Total costos de producción	(135.568)	(25.162)	(105.624)
Gastos de exploración	(637)	(134)	(1.049)
Recuperación de deterioro de propiedad, planta y equipo	-	-	5.290
Descuento del pasivo por taponamiento de pozos	(897)	(233)	(815)
Depreciación, agotamiento y amortización	(74.772)	(14.194)	(61.211)
Resultados de operaciones antes de impuesto	118.462	5.031	51.604
Impuesto a la utilidad	(35.539)	(1.509)	(18.061)
Resultados de las operaciones de petróleo y gas	82.923	3.522	33.543

Ni Vista ni Vista argentina tienen costos incurridos en entidades reconocidas bajo el método de la participación en los períodos / años mencionados anteriormente. No hay operaciones asociadas directamente con las actividades de producción de petróleo y gas en México durante los períodos / año antes mencionados.

Reservas estimadas de petróleo y gas

Antes del 4 de abril de 2018, Vista no tenía propiedad en los campos de petróleo y gas sujetos a esta información. Los volúmenes técnicos al 1 de enero de 2017 y al 31 de diciembre de 2017 son volúmenes de reservas netas (al porcentaje de participación) del predecesor, y esos volúmenes no son reservas a los intereses de Vista antes de esa fecha. Sin embargo, Gaffney, Cline & Associates realizaron una auditoría de reservas en las mismas propiedades para Pampa y APCO de acuerdo con las regulaciones de la SEC, y son esos volúmenes, ajustados al 100% de participación, los que se analizan en las siguientes secciones. Las reservas probadas al 31 de diciembre de 2018 son las reservas probadas netas de Vista, incluidas las reservas probadas netas predecesoras de PELSA y las adquisiciones y desarrollos adicionales.

Las reservas probadas de petróleo y gas son aquellas cantidades de petróleo y gas que, por análisis de geociencias y datos de ingeniería, pueden estimarse con una certeza razonable para que sean económicamente producibles, desde una fecha determinada en adelante, desde reservorios conocidos y bajo las condiciones económicas existentes. los métodos operativos y las regulaciones gubernamentales, antes del momento en que expiran los contratos que otorgan el derecho a operar, a menos que la evidencia indique que la renovación es razonablemente segura, independientemente de si se utilizan métodos deterministas o probabilísticos para la estimación. El proyecto para extraer los hidrocarburos debe haber comenzado o el operador debe estar razonablemente seguro de que comenzará el proyecto dentro de un tiempo razonable. En algunos casos, se pueden requerir inversiones sustanciales en nuevos pozos e instalaciones relacionadas para recuperar las reservas probadas.

La Compañía considera que sus estimaciones de los volúmenes de reservas de petróleo y gas recuperables probados remanentes son razonables y dichas estimaciones se han preparado de acuerdo con las normas de la SEC y la ASC 932, con sus respectivas modificaciones. En consecuencia, los precios del crudo utilizados para determinar las reservas probadas fueron el precio promedio durante el período de 12 meses anterior a la fecha de finalización del 31 de diciembre de 2018, 2017 y el 1 de enero de 2017, determinado como un promedio aritmético no ponderado del primer día Precio del mes para cada mes dentro de dichos períodos. Además, dado que no hay precios de gas natural disponibles en el mercado de referencia en Argentina, Vista y Vista Argentina utilizaron los precios promedio de gas realizados durante el año para determinar sus reservas de gas.

Gaffney, Cline & Associates auditaron la estimación de las reservas probadas y los volúmenes técnicos de la Compañía y sus predecesores al 31 de diciembre de 2018 y 2017 y al 1 de enero de 2017. Gaffney, Cline & Associates es una consultora independiente de ingeniería petrolera. La auditoría independiente cubrió el 100% de las reservas estimadas ubicadas en áreas operadas y no operadas por la Compañía. Gaffney, Cline & Associates auditaron las estimaciones probadas de reservas de petróleo y gas natural de acuerdo con la Regla 4-10 de la Regulación S-X, promulgada por la SEC, y de acuerdo con las disposiciones de divulgación de reservas de petróleo y gas del ASC Topic 932 de FASB. Proporcionamos toda la información requerida durante el curso del proceso de auditoría a la satisfacción de Gaffney, Cline & Asociados.

Las estimaciones de reservas, así como los futuros perfiles de producción, a menudo son diferentes de las cantidades de hidrocarburos que finalmente se recuperan. La precisión de tales estimaciones depende, en general, de los supuestos en los que se basan.

Las regalías pagaderas a las Provincias no se han deducido de las reservas probadas / volúmenes técnicos informados. El gas incluye la venta y el consumo de gas.

Los volúmenes de líquidos de hidrocarburos representan petróleo crudo, condensado, gasolina y GLP que se recuperarán en la separación en el campo y en el procesamiento de la planta y se reportan en millones de barriles de tanque de reserva (MMBbl). Los volúmenes de gas natural representan las ventas de gas esperadas y el uso de combustible en el campo, y se reportan en miles de millones (109) pies cúbicos estándar (Bcf) en condiciones estándar de 14.7 psia y 60 ° F. Los volúmenes de gas son el resultado de la separación y el procesamiento en el campo, que se reducen por inyección, explosión y contracción, e incluyen el volumen de gas consumido en el campo para las operaciones de producción.

La siguiente tabla muestra las reservas probadas de petróleo (incluyendo petróleo crudo, condensado y gas natural) y gas natural y volúmenes técnicos probados al 31 de diciembre de 2018 y 2017 y al 1 de enero de 2017 para el interés de trabajo de Vista y Vista Argentina en las concesiones:

	Reservas probadas al 31 de diciembre de 2018		
Argentina	**Petróleo crudo, Condensado y líquidos de gas natural**	**Consumo más ventas de gas natural**	**Consumo más ventas de gas natural**
Categoría de reservas	(millones de barriles)	(billones de pies cúbicos)	(millones de barriles de petróleo equivalente)
PROBADO Desarrollo	27,1	103,4	18,4
PROBADO Sin desarrollar	7,1	28,2	5,0
Total de reservas probadas (desarrollo y sin desarrollar)	34,2	131,6	23,4

	Volúmenes técnicos al 31 de diciembre de 2017.		
Argentina	**Petróleo crudo, Condensado y líquidos de gas natural**	**Consumo más ventas de gas natural**	**Consumo más ventas de gas natural**
Categoría de reservas	(millones de barriles)	(billones de pies cúbicos)	(millones de barriles de petróleo equivalente)
PROBADO Desarrollo	12,0	51,0	9,1
PROBADO Sin desarrollar	2,4	17,6	3,1
Total de reservas probadas (desarrollo y sin desarrollar)	14,4	68,6	12,2

	Volúmenes técnicos a 1 de enero de 2017.		
Argentina	**Petróleo crudo, Condensado y líquidos de gas natural**	**Consumo más ventas de gas natural**	**Consumo más ventas de gas natural**
Categoría de reservas	(millones de barriles)	(billones de pies cúbicos)	(millones de barriles de petróleo equivalente)
PROBADO Desarrollo	15,0	53,2	9,5
PROBADO Sin desarrollar	3,4	11,5	2,0
Total de reservas probadas (desarrollo y sin desarrollar)	18,4	64,7	11,5

No hay reservas probadas desarrolladas ni sin desarrollar en las propiedades de petróleo y gas en México al 31 de diciembre de 2018, 2017 y al 1 de enero de 2017.

La siguiente tabla muestra la conciliación de los datos de reservas de la Compañía entre el 1 de enero de 2018 y el 31 de diciembre de 2018:

	Petróleo crudo, Condensado y líquidos de gas natural [5]	**Consumo más ventas de gas natural [6]**	**Consumo más ventas de gas natural**
Argentina	(millones de barriles)	(billones de pies cúbicos)	(millones de barriles de petróleo equivalente)
Reservas probadas (desarrolladas y no desarrolladas)			
Entidades consolidadas			
Reservas al 1 de enero de 2018 [*]	14,45	68,6	12,2
Incremento (disminución) atribuible a:			
Revisiones de estimaciones anteriores [1]	(0,6)	7,5	1,3
Extensión y descubrimientos [2]	4,0	34,2	6,1
Compras de reservas probadas en el lugar [3]	21,1	41,3	7,3
Producción del año [4]	(4,8)	(20,0)	(3,6)
Reservas al 31 de diciembre de 2018 [*]	34,2	131,6	23,4
Entidades de capital			
Reservas a partir del 1 de enero de 2018	-	-	-
Incremento (disminución) atribuible a:	-	-	-
Revisiones de estimaciones anteriores	-	-	-
Extensión y descubrimientos	-	-	-
Compras de reservas probadas en el lugar	-	-	-
Producción del año	-	-	-
Reservas al 31 de diciembre de 2018	-	-	-
(*) Incluye reservas probadas desarrolladas:			
A partir del 1 de enero de 2018.	12,0	51,0	9,1
Al 31 de diciembre de 2018.	27,1	103,4	18,4

(1) Las revisiones de las estimaciones anteriores se deben principalmente a una reducción en el desempeño de los pozos probados no desarrollados con petróleo y al aumento en el desempeño de los pozos no desarrollados en los bloques Entre Lomas y Agua Amarga.

(2) Incluye las reservas probadas de desarrollos de sucesores en las concesiones no convencionales Coirón Amargo Sur Oeste y el desarrollo no convencional en Bajada del Palo Oeste. Incluye las reservas convencionales de gas natural en la formación Lotena en Bajada del Palo Oeste ("BDPO"). Las extensiones incluyen las reservas adicionales de petróleo crudo, condensado y gas natural de BDPO y Bajada del Palo Este ("BDPE") desde septiembre de 2025 hasta noviembre de 2053.

(3) Incluye las reservas probadas de las compras sucesivas de intereses de trabajo adicionales en la concesión de Agua Amarga (campos Charco del Palenque y Jarrilla Quemada), Bajada del Palo (posteriormente en noviembre de 2018 dividida en dos concesiones BDPO y BDPO) y Entre Lomas (Río Negro) y concesión de Neuquén), 55% de participación en Coirón Amargo Norte y 1,5% en el campo Acambuco.

(4) Considera la producción predecesora de PELSA más la producción del resto de los campos desde su adquisición el 4 de abril de 2018.

(5) Los volúmenes de líquidos incluyem petróleo crudo, condensado y líquidos del gas natural (GLP y gasolina natural). No incluimos cifras por separado de reservas de GLP y gasoline natural, dado que representan menos del 7.6% y del 3.1% de las reservas probadas desarrolladas y no desarrolladas al 1 de enero de 2018 y al 31 de diciembre de 2018, respectivamente.

(6) El consumo de gas natural representó el 30.1% del consumo más el volumen de reservas reportado de venta de gas natural al 1 de enero de 2018 y el 16.9% al 31 de diciembre de 2018.

La siguiente tabla muestra la conciliación de los datos de reservas de la Compañía entre el 1 de enero de 2017 y el 31 de diciembre de 2017:

	Petróleo crudo, Condensado y líquidos de gas natural [1]	**Consumo más ventas de gas natural [2]**	**Consumo más ventas de gas natural**
Argentina	(millones de barriles)	(billones de pies cúbicos)	(millones de barriles de petróleo equivalente)
Volúmenes técnicos / Reservas probadas (desarrolladas y no desarrolladas)			
Entidades consolidadas			
Volúmenes técnicos al 1 de enero de 2017	18,4	64,7	11,5
Incremento (disminución) atribuible a:			
Revisiones de estimaciones anteriores [3]	(2,1)	14,4	2,6
Extensión y descubrimientos	-	-	-
Compras de reservas probadas en el lugar	-	-	-
Producción del año	(1,8)	(10,3)	(1,8)
Volúmenes técnicos al 31 de diciembre de 2017	14,5	68,6	12,2
Entidades de capital			
Reservas a partir del 1 de enero de 2017	-	-	-
Incremento (disminución) atribuible a:	-	-	-
Revisiones de estimaciones anteriores	-	-	-
Extensión y descubrimientos	-	-	-
Compra de reservas probadas en el lugar	-	-	-
Producción del año	-	-	-
Reservas al 31 de diciembre de 2017	-	-	-
(*) Incluye reservas probadas desarrolladas			
A partir del 1 de enero de 2017	15,0	53,2	9,5
Al 31 de diciembre de 2017	12,0	51,0	9,1

(1) Los volúmenes de líquidos incluyem petróleo crudo, condensado y líquidos del gas natural (GLP y gasolina natural). No incluimos cifras por separado de reservas de GLP y gasoline natural, dado que representan menos del 6.6% y del 7.6% de las reservas probadas desarrolladas y no desarrolladas al 1 de enero de 2017 y al 31 de diciembre de 2017, respectivamente.

(2) El consumo de gas natural representó el 35,4% del consumo más la venta de gas natural, los volúmenes de reservas informados al 1 de enero de 2017 y el 30,1% al 31 de diciembre de 2017.

(3) Las revisiones de las estimaciones anteriores se deben principalmente a una reducción en el rendimiento de los pozos y reacondicionamientos probados no desarrollados de petróleo, y a un aumento en el rendimiento de los pozos probados no desarrollados a gas.

Los volúmenes de líquidos se reportan en millones de barriles (MMBbl) y los volúmenes de ventas de gas se reportan en miles de millones de pies cúbicos estándar (MMSCF) en condiciones estándar de 14.7 psia y 60 grados Fahrenheit. El volumen equivalente de líquido total se informa en millones de barriles de petróleo equivalente (MMBOe), y el gas se convierte suponiendo que 5,615 SCF de gas es igual a un Bbl. de líquido.

Medida estandarizada de flujos de efectivo netos futuros descontados

La siguiente tabla describe los flujos de efectivo futuros estimados de la producción futura de reservas probadas desarrolladas y subdesarrolladas de petróleo crudo, condensado, gas natural líquido y gas natural. Tal como lo prescriben las normas de Modernización de la Información de Petróleo y Gas de la SEC y la ASC 932 de la Codificación de las Normas de Contabilidad (ASC) de FASB relacionadas con las Actividades Extractivas - Petróleo y Gas (anteriormente Divulgaciones de la SFAS no. 69 sobre Actividades de Producción de Petróleo y Gas) los flujos se estimaron utilizando el promedio de doce meses de los precios de referencia del primer día del mes según se ajustaron por diferenciales de ubicación y calidad y utilizando un factor de descuento anual del 10%. Los costos futuros de desarrollo y abandono incluyen los costos estimados de perforación, las instalaciones de desarrollo y explotación y los costos de abandono. Estos costos de desarrollo futuro fueron estimados en base a las evaluaciones hechas por PELSA. El impuesto a la utilidad futuro se calculó aplicando las tasas impositivas legales vigentes en Argentina en cada período

Esta medida estandarizada no pretende ser y no debe interpretarse como una estimación del valor de mercado de las reservas de la Compañía. El propósito de esta información es proporcionar datos estandarizados para ayudar a los usuarios de los estados financieros a comparar diferentes compañías y realizar ciertas proyecciones. Es importante señalar que esta información no incluye, entre otros elementos, el efecto de cambios futuros en los costos de los precios y las tasas de impuestos, que la experiencia pasada indica que es probable que ocurra, así como el efecto de los flujos de efectivo futuros de las reservas. que aún no se han clasificado como reservas probadas, de un factor de descuento más representativo del valor del dinero en el transcurso del tiempo y de los riesgos inherentes a la producción de petróleo y gas. Estos cambios futuros pueden tener un impacto significativo en los flujos de efectivo netos futuros que se presentan a continuación. Por todas estas razones, esta información no indica necesariamente la percepción que la Compañía tiene sobre los flujos de efectivo netos futuros descontados de la reserva de hidrocarburos.

Millones US$ - Argentina	**Sucesora Al 31 de diciembre de 2018**	**Predecesora Al 31 de diciembre de 2017**	**Predecesora Al 1 de enero de 2017**
Flujos futuros de efectivo	2.714	982	1.423
Costos futuros de producción	(1.338)	(711)	(868)
Costos futuros de desarrollo por abandono	(258)	(94)	(184)
Impuesto a la utilidad futura	(267)	(20)	(89)
Flujos de efectivo futuros no descontados, netos	**851**	**157**	**282**
10% de descuento anual	(243)	(40)	(82)
Medida estandarizada de flujos de efectivo futuros descontados, netos	**608**	**116**	**200**

Ni Vista ni Vista Argentina tienen medidas estandarizadas de los flujos de efectivo netos futuros descontados en entidades reconocidas bajo el método de la participación en los períodos / años mencionados anteriormente en las entidades reconocidas bajo el método de la participación durante los años terminados el 31 de diciembre de 2018, 2017 y el 1 de enero de 2017. No hay flujos de efectivo estimados directamente asociados con la producción de petróleo y gas en México durante los períodos / años antes mencionados.

Cambios en la medida estandarizada de flujos de efectivo netos futuros descontados

La siguiente tabla revela los cambios en la medida estandarizada de los flujos de efectivo netos futuros descontados para el período del 4 de abril al 31 de diciembre de 2018 (Sucesor) y para el período del 1 de enero de 2018 al 3 de abril de 2018 y del 1 de enero de 2017 al 31 de diciembre de 2017 (predecesor):

Millones de US$	Sucesora Período del 4 de abril de 2018 al 31 de diciembre de 2018	Predecesora Período del 1 de enero de 2018 al 3 de abril de 2018	Predecesora Año terminado el 31 de diciembre de 2017.
Medida estandarizada de flujos de efectivo netos futuros descontados al inicio del año	124	116	**200**
Variación neta en precios de venta y costos de producción relacionados con la producción futura [1]	188	-	(148)
Variación neta en costos estimados de desarrollo futuro [2]	(145)	-	36
Variación neta por revisiones en estimaciones de cantidad [3]	35	-	17
Variación neta por extensiones, descubrimientos y mejoras [4]	16	-	-
Acumulación de descuento	10	3	24
Variación neta por compras y ventas de minerales en el lugar [5]	385	-	-
Otros	20	1	10
Ventas de petróleo crudo, GLN y gas natural producido, neto de los costos de producción	(67)	(6)	(109)
Costos de desarrollo estimados previamente incurridos	99	10	30
Variación neta en el impuesto a la utilidad [6]	(57)	1	56
Variación en la medida estandarizada de flujos de efectivo futuros descontados del año	484	8	(84)
Medida estandarizada de flujos de efectivo futuros descontados al final del año	608	124	116

(1) Impulsado principalmente por un aumento en los precios del petróleo vigentes de 54.55 US $ / bbl al 4 de abril de 2018 a 60.20 US $ / bbl al 31 de diciembre de 2018 y una reducción en los costos de producción. Durante ese período, los costos promedio de producción pasaron de 27 US $ / bbl a 21 US $ / bbl. Principalmente impulsado por una disminución en los precios del petróleo prevalecientes de 64.2 US $ / bbl al final del año 2016 a 54.5 US $ / bbl al final del año 2017.

(2) Debido a un aumento en la actividad futura Charco del Palenque (además de dos nuevas ubicaciones), Entre Lomas Río Negro (recategorización de dos reparaciones probables de gas a probadas) y Bajada del Palo Oeste para la formación de Vaca Muerta (inicio de desarrollo) para el período comprendido entre el 4 de abril y el 31 de diciembre de 2018 (Sucesor). Debido a una reducción en la actividad futura debido a la disminución mencionada anteriormente en los precios vigentes para el período del 1 de enero de 2017 al 31 de diciembre de 2017 (predecesor).

(3) Debido a un aumento en las reservas convencionales en Bajada del Palo para el período del 4 de abril al 31 de diciembre de 2018 (Sucesor). Debido a un aumento en las reservas de gas para el período del 1 de enero de 2017 al 31 de diciembre de 2017 (Predecesor).

(4) Debido al inicio del desarrollo de la formación Vaca Muerta en Bajada del Palo Oeste y la extensión de la concesión.

(5) Debido a la adquisición de: APCO, la participación no controladora en PELSA, y Medanito-25 de Mayo y Jagüel de los Machos para el período comprendido entre el 4 de abril y el 31 de diciembre de 2018 (Sucesor).

(6) Debido a un aumento de las entradas de efectivo esperadas para el período del 4 de abril al 31 de diciembre de 2018 (Sucesor). Debido a un cambio en la tasa de impuesto a la utilidad que fue introducido por la reforma tributaria antes mencionada y una reducción de las entradas de efectivo esperadas para el período del 1 de enero de 2017 al 31 de diciembre de 2017 (Predecesora). Dicha reforma fiscal reduce el impuesto a la utilidad para las empresas argentinas por ganancias no distribuidas del 35% al 30% para los ejercicios fiscales que comienzan desde el 1 de enero de 2018 hasta el 31 de diciembre de 2019, y hasta el 25% para los ejercicios que comienzan desde el 1 de enero de 2020.

VISTA OIL & GAS S.A.B. DE C.V. (SUCESORA) Y
PETROLERA ENTRE LOMAS SOCIEDAD ANÓNIMA
(actualmente VISTA Oil & Gas Argentina S.A.) (PREDECESORA)

Estados financieros intermedios condensados consolidados al 31 de marzo de 2019 y al 31 de diciembre de 2018 y por el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2019 (Sucesora - Nota 2.1) (No auditado) y estados financieros intermedios condensados por el período de tres meses finalizado el 31 de marzo 2018 (Predecesora - Nota 2.1) (No auditado)

VISTA OIL & GAS, S.A.B. DE C.V.

Estados financieros intermedios condensados consolidados al 31 de marzo de 2019 y al 31 de diciembre de 2018 y por el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2019 (Sucesora - Nota 2.1) (No auditado) y estados financieros intermedios condensados por el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2018 (Predecesora - Nota 2.1) (No auditado)

ÍNDICE

• Estado de resultados y otros resultados integrales intermedio condensado consolidado por el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2019 (Sucesora) y estado de resultados y otros resultados integrales intermedio condensado por el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2018 (Predecesora).

• Estado de situación financiera intermedio condensado consolidado al 31 de marzo de 2019 y al 31 de diciembre de 2018 (Sucesora).

• Estado de variaciones en el capital contable intermedio condensado de la Sucesora por el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2019.

• Estado de variaciones en el capital contable intermedio condensado de la Predecesora por el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2018.

• Estado de flujos de efectivo intermedio condensado consolidado por el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2019 (Sucesora) y estado de flujos de efectivo intermedio condensado por el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2018 (Predecesora).

• Notas a los estados financieros intermedios condensados consolidados al 31 de marzo de 2019 y al 31 de diciembre de 2018 y por el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2019 (Sucesora) y estados financieros intermedios condensados por el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2018 (Predecesora).

Estado de resultados y otros resultados integrales intermedio condensado consolidado por el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2019 (Sucesora) y estado de resultados y otros resultados integrales intermedio condensado por el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2018 (Predecesora) (No auditado)

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

	Notas	Sucesora - Consolidado Período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2019	Predecesora - Período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2018
Ingreso por ventas a clientes	**4**	93.727	44.463
Costo de ventas:			
Costos de operación	**5.2**	(27.769)	(18.367)
Fluctuación del inventario de petróleo crudo	**5.1**	1.326	733
Depreciaciones, agotamiento y amortizaciones	**2.2/12/13**	(24.471)	(14.194)
Regalías		(14.799)	(6.795)
Utilidad bruta		**28.014**	**5.840**
Gastos de ventas	**6**	(5.695)	(3.091)
Gastos generales y de administración	**7**	(8.705)	(1.466)
Gastos de exploración	**8**	(126)	(134)
Otros ingresos operativos	**9.1**	627	1.240
Otros gastos operativos	**9.2**	(2.118)	(135)
Utilidad de operación		**11.997**	**2.254**
Ingresos por intereses	**10.1**	75	239
Gastos por intereses	**10.2**	(5.817)	(23)
Otros resultados financieros	**10.3**	(14.228)	(1.159)
Resultados financieros netos		**(19.970)**	**(943)**
(Pérdida) / Utilidad antes de impuestos		**(7.973)**	**1.311**
Impuesto a la utilidad corriente	**14**	(3.069)	(4.615)
Gasto por impuesto a la utilidad diferido	**14**	(2.636)	(3.345)
Gasto por impuesto a la utilidad		**(5.705)**	**(7.960)**
Pérdida neta del período		**(13.678)**	**(6.649)**
Otros resultados integrales			
Otros resultados integrales que no serán reclasificados a resultados en períodos posteriores			
- Pérdida por remedición relacionada con planes de beneficios definidos		-	(89)
- Beneficio por impuesto a la utilidad diferido		-	22
Otros resultados integrales que no serán reclasificados a resultados en períodos posteriores		**-**	(67)
Otros resultados integrales del período, netos de impuestos		**-**	**(67)**
Total resultados integrales del período		**(13.678)**	**(6.716)**

Las Notas 1 a 27 son parte integral de estos estados financieros intermedios condensados consolidados no auditados.

Estado de resultados y otros resultados integrales intermedio condensado consolidado por el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2019 (Sucesora) y estado de resultados y otros resultados integrales intermedio condensado por el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2018 (Predecesora) (No auditado) (Cont.)

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

	Notas	Sucesora Consolidado Período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2019	Predecesora Período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2018
Pérdida por acción atribuible a los accionistas de la Compañía			
Acción básica - (en dólares por acción):	**11**	(0,19)	(0,07)
Acción diluida - (en dólares por acción):	**11**	(0,19)	(0,07)

Las Notas 1 a 27 son parte integral de estos estados financieros intermedios condensados consolidados no auditados.

Estado de situación financiera intermedio condensado consolidado al 31 de marzo de 2019 y al 31 de diciembre de 2018 (Sucesora)
(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

	Notas	Al 31 de marzo de 2019 (No auditado)	Al 31 de diciembre de 2018 (Auditado)
Activos			
Activos no corrientes			
Propiedad, planta y equipos	**12**	872.298	820.722
Activos con derecho a uso	**2.2**	8.906	-
Crédito mercantil	**13**	28.484	28.484
Otros activos intangibles	**13**	31.869	31.600
Cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar	**15**	19.748	20.191
Total activos no corrientes		**961.305**	**900.997**
Activos corrientes			
Inventarios	**17**	22.566	18.187
Cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar	**15**	90.313	86.050
Caja, bancos e inversiones corrientes	**18**	87.538	80.908
Total activos corrientes		**200.417**	**185.145**
Total activos		**1.161.722**	**1.086.142**

Las Notas 1 a 27 son parte integral de estos estados financieros intermedios condensados consolidados no auditados.

Estado de situación financiera intermedio condensado consolidado al 31 de marzo de 2019 y al 31 de diciembre de 2018 (Sucesora)
(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

	Notes	Al 31 de marzo de 2018 (No auditado)	Al 31 de diciembre de 2018 (Auditado)
Capital contable y pasivos			
Capital contable			
Capital social	**19**	567.646	513.255
Reserva por pagos basados en acciones		5.265	4.021
Otros resultados integrales acumulados		(2.674)	(2.674)
Pérdidas acumuladas		(48.624)	(34.946)
Total capital contable		**521.613**	**479.656**
Pasivos			
Pasivos no corrientes			
Pasivos por impuestos diferidos		136.393	133.757
Pasivos por arrendamientos	**2.2**	7.387	-
Provisiones	**20**	16.498	16.186
Préstamos bancarios	**16.1**	279.867	294.415
Títulos opcionales	**16.4**	39.784	23.700
Beneficios a empleados	**16.4**	3.535	3.302
Cuentas por pagar y otras cuentas por pagar	**23**	1.003	1.008
Total pasivos no corrientes		**484.467**	**472.368**
Pasivos corrientes			
Provisiones	**20**	3.743	4.140
Pasivos por arrendamiento	**2.2**	2.378	-
Préstamos bancarios	**16.1**	55.351	10.352
Salarios y contribuciones sociales por pagar	**21**	4.161	6.348
Impuesto a la utilidad por pagar		19.468	22.429
Otros impuestos y regalías por pagar	**22**	6.520	6.515
Cuentas por pagar y otras cuentas por pagar	**23**	64.021	84.334
Total pasivos corrientes		**155.642**	**134.118**
Total pasivos		**640.109**	**606.486**
Total capital contable y pasivos		**1.161.722**	**1.086.142**

Las Notas 1 a 27 son parte integral de estos estados financieros intermedios condensados consolidados no auditados.

Estado de variaciones en el capital contable intermedio condensado de la Sucesora por el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2019 (No auditado)

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

	Capital Social	Reserva por pagos basados en acciones	Resultados acumulados (Pérdidas acumuladas)	Otros resultados integrales acumulados	Total capital contable
Saldos al 1 de enero de 2019	**513.255**	**4.021**	**(34.946)**	**(2.674)**	**479.656**
Resultado del período	-	-	(13.678)	-	**(13.678)**
Otros resultados integrales del período	**-**	-	-	-	**-**
Total resultados integrales	**-**	**-**	**(13.678)**	**-**	**(13.678)**
- Emisión de acciones Serie A, neto de costo de emisión (Nota 19)	54.391	-	-	-	**54.391**
- Reconocimiento de pagos basados en acciones	-	1.244	-	-	**1.244**
Saldos al 31 de marzo de 2019	**567.646**	**5.265**	**(48.624)**	**(2.674)**	**521.613**

Las Notas 1 a 27 son parte integral de estos estados financieros intermedios condensados consolidados no auditados.

Estado de variaciones en el capital contable intermedio condensado de la Predecesora por el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2018
(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

	Capital Social	Reserva legal	Reserva facultativa	Ganancias acumuladas (Pérdidas acumuladas)	Otros resultados integrales acumulados	Total capital contable de la Predecesora
Saldos al 1 de enero de 2018	**39.239**	**7.523**	**385.033**	**(148.694)**	**(2.800)**	**280.301**
Resultado del período	**-**	**-**	**-**	**(6.649)**	**-**	**(6.649)**
Otros resultados integrales del período	**-**	**-**	**-**	**-**	**(67)**	**(67)**
Total resultados integrales		**-**	**-**	**(6.649)**	**(67)**	**(6.716)**
Saldos al 31 de marzo de 2018	**39.239**	**7.523**	**385.033**	**(155.343)**	**(2.867)**	**273.585**

Las Notas 1 a 27 son parte integral de estos estados financieros intermedios condensados consolidados no auditados.

Estado de flujos de efectivo intermedio condensado consolidado por el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2019 (Sucesora) y estado de flujos de efectivo intermedio condensado por el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2018 (Predecesora)
(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

	Notas	Sucesora - Consolidado Período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2019 (No auditado)	Predecesora - Período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2018
Flujos de efectivo de las actividades de operación			
Pérdida neta del período		(13.678)	(6.649)
Ajustes para conciliar el resultado del período con los flujos netos de efectivo provenientes de las actividades de operación:			
Depreciaciones y agotamiento	**12/2.2**	24.215	14.513
Amortización de activos intangibles	**13**	256	198
Resultado por venta o disposición de propiedad, planta y equipos		-	(245)
Reversión neta de reserva de cuentas incobrables	**6**	(257)	(111)
Incremento neto en provisiones	**9.2**	1.335	2
Gastos por intereses de arrendamiento	**10.3**	330	-
Otros descuentos	**10.3**	232	-
Gastos por intereses	**10.2**	5.809	(118)
Disminución en propiedad, planta y equipos		-	1.529
Cambio en el valor razonable de los títulos opcionales	**10.3**	16.084	-
Costo amortizado	**10.3**	451	-
Ingresos por intereses	**10.1**	(75)	-
Descuento en la provisión de la obligación de taponamiento de pozos	**10.3**	398	233
Fluctuación cambiaria neta	**10.3**	(2.712)	(3.268)
Cambios en el valor razonable de instrumentos financieros	**10.3**	(447)	(69)
Gastos por pagos basados en acciones	**7**	1.244	-
Impuesto a la utilidad	**14**	5.705	7.960
Beneficios a empleados		233	132
Cambios en activos y pasivos operativos:			
(Aumento)/ Disminución de Cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar		(8.916)	9.738
(Aumento)/ Disminución de Inventarios		(1.257)	2.315
(Disminución) de Cuentas por pagar y otras cuentas por pagar		(6.582)	(966)
(Disminución) de Obligación por planes de beneficios definidos		-	(57)
(Disminución) de Salarios y contribuciones sociales por pagar		(1.903)	(707)
Aumento/ (Disminución) de Otros impuestos y regalías por pagar		5	(825)
(Disminución) de Provisiones		(485)	(334)
Impuesto a la utilidad pagado		-	(992)
Flujos netos de efectivo generados por actividades operativas		**19.985**	**22.279**

Estado de flujos de efectivo intermedio condensado consolidado por el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2019 (Sucesora) y estado de flujos de efectivo intermedio condensado por el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2018 (Predecesora)
(Cont.)
(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

	Notas	Sucesora - Consolidado Período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2019 (No auditado)	Predecesora - Período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2018
Flujos de efectivo de las actividades de inversión			
Pagos por adquisiciones de propiedad, planta y equipos		(91.866)	(12.476)
Pagos por adquisiciones de otros activos intangibles		(1.132)	(13)
Recursos procedentes de la venta de propiedad, planta y equipos		-	245
Pagos por adquisiciones de otros activos financieros		-	(8.190)
Recursos procedentes de la venta de otros activos financieros		433	11.377
Recursos procedentes de intereses cobrados		-	114
Flujos netos de efectivo utilizados en actividades de inversión		**(92.565)**	**(8.943)**
Flujos de efectivo de las actividades de financiamiento			
Capitalización de acciones Serie A, neto de costos de emisión	**19**	54.391	-
Préstamos recibidos	**16.1**	35.000	-
Gastos por intereses	**16.2**	(10.809)	-
Flujos netos de efectivo generados por actividades de financiamiento		**78.582**	**-**
Aumento neto de efectivo y equivalente de efectivo		**6.002**	**13.335**
Efectivo y equivalente de efectivo al inicio del período		66.047	2.444
Efecto de la exposición del efectivo y equivalente de efectivo a cambios en la moneda extranjera		539	1.259
Aumento neto de efectivo y equivalente de efectivo		6.002	13.335
Efectivo y equivalentes de efectivo al cierre del período		**72.588**	**17.038**

Las Notas 1 a 27 son parte integral de estos estados financieros intermedios condensados consolidados no auditados.

Estado de flujos de efectivo intermedio condensado consolidado por el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2019 (Sucesora) y estado de flujos de efectivo intermedio condensado por el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2018 (Predecesora) (Cont.)

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

	Sucesora - Consolidado Período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2019 (No auditado)	Predecesora - Período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2018
Transacciones significativas que no generaron flujo de efectivo		
Adquisición de propiedad, planta y equipos a través de un incremento en cuentas por pagar y otras cuentas por pagar	12.792	4.245

Las Notas 1 a 27 son parte integral de estos estados financieros intermedios condensados consolidados no auditados.

Nota 1. Información del Grupo

1.1 Información general y estructura y actividades del Grupo

Vista Oil & Gas, S.A.B. de C.V. ("VISTA", la ''Compañía'' o el "Grupo" o el "Sucesor") está organizada como una sociedad anónima bursátil de capital variable constituida el 22 de marzo de 2017, de conformidad con la legislación de México. El 28 de julio de 2017, la Compañía adoptó la forma de "Sociedad Anónima Bursátil" ("SAB").

El domicilio de la oficina principal de la Compañía se encuentra en la Ciudad de México (México), Volcán 150, Piso 5, Lomas de Chapultepec, Miguel Hidalgo, C.P.11000.

La principal actividad de la Compañía es, a través de sus subsidiarias, la exploración y producción de petróleo y gas (Upstream).

Estos estados financieros intermedios condensados consolidados no auditados han sido aprobados para su publicación por el Directorio el 25 de abril de 2019.

No hubo cambios en la estructura y actividades del Grupo desde la fecha de emisión de los estados financieros anuales al 31 de diciembre de 2018.

1.2 Objeto de los estados financieros

Los presentes estados financieros intermedios no auditados fueron preparados para su presentación ante la Bolsa Mexicana de Valores y constituyen una traducción al idioma español de los estados financieros originalmente preparados en idioma inglés para su inclusión por parte de VISTA en una declaración de registro que se presentará ante la Comisión de Bolsa y Valores ("SEC") de los Estados Unidos de América, en relación con la oferta pública inicial prevista de la Compañía en la Bolsa de Nueva York.

Nota 2. Bases de preparación y políticas contables significativas

2.1 Bases de preparación y presentación

Los estados financieros consolidados condensados intermedios no auditados correspondientes a los períodos de tres meses finalizados el 31 de marzo de 2019 y 2018 se han preparado de conformidad con la Norma Internacional de Contabilidad ("NIC") No. 34 - "Información financiera intermedia". La Compañía ha optado por presentar sus estados financieros correspondientes a períodos intermedios en el formato condensado previsto en la NIC 34. Se incluyen notas explicativas seleccionadas para explicar los eventos y transacciones que son importantes para la comprensión de los cambios en la posición financiera a marzo de 31, 2019 y los resultados de la Compañía por el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2019. Por lo tanto, los estados financieros consolidados condensados intermedios no incluyen toda la información y revelaciones requeridas en los estados financieros anuales y deben leerse junto con los estados financieros anuales consolidados de la Compañía al 31 de diciembre de 2018.

Estos estados financieros consolidados condensados intermedios no auditados se han preparado utilizando las mismas políticas contables que se utilizaron en la preparación de nuestros estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2018, excepto por la adopción de nuevas normas e interpretaciones vigentes a partir del 1 de enero de 2019 y el gasto por impuesto a las utilidades, el cual se reconoce en cada período intermedio según la mejor estimación de la tasa promedio ponderada anual del impuesto a las utilidades que se espera para el año fiscal completo.

Los estados financieros se han preparado sobre una base de costo histórico, excepto por ciertos activos y pasivos financieros que se han medido a valor razonable. Los estados financieros se presentan en dólares estadounidenses, que es la moneda funcional de la Compañía, y todos los valores se redondean al millar más cercano (dólares estadounidenses 000), excepto cuando se indique lo contrario.

En opinión de la gerencia, estos estados financieros intermedios condensados consolidados no auditados reflejan todos los ajustes recurrentes normales, que son necesarios para una representación justa de los resultados para los períodos intermedios presentados.

Los resultados de las operaciones para los períodos de tres meses finalizados el 31 de marzo de 2019 y 2018 no son necesariamente indicativos de los resultados del año completo. La Compañía cree que las revelaciones son adecuadas para hacer que la información presentada no sea engañosa.

La presentación del estado consolidado de situación financiera distingue entre activos y pasivos corrientes y no corrientes. Los activos y pasivos corrientes son todos los activos y pasivos que se espera recuperar o pagar dentro de los doce meses posteriores al final del período sobre el que se informa, y los activos y pasivos mantenidos para la venta.

Para la preparación de los estados financieros al 31 de marzo de 2019 y al 31 de diciembre de 2018, y por el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2019 (Sucesora), y por el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2018 (Predecesora), se consideró lo siguiente:

Presentación del Sucesor

Los estados consolidados de resultados y otros resultados integrales, de variaciones en el capital contable y de flujo de efectivo de la Compañía Sucesora incluyen las cifras consolidadas por el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2019.

El estado consolidado de variación en el capital contable de la Compañía Sucesora al 31 de marzo de 2019 incluye los siguientes resultados de operaciones:

(1) Los resultados y otros resultados integrales consolidados de la Compañía para el período comprendido entre el 4 de abril de 2018 (fecha de adquisición de PELSA; 25 de Mayo-Medanito, Jagüel de los Machos y APCO - Nota 31 al estado financiero anual de la Compañía) y el 31 de diciembre de 2018 (incluidos los costos relacionados con la adquisición de dichos negocios) y por el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2019; y

(2) los resultados acumulados de las operaciones de VISTA desde su inicio hasta el 3 de abril de 2018.

Los estados financieros consolidados de la Compañía Sucesora incluyen los activos y pasivos utilizados en la operación de los negocios de la Compañía, incluidas las entidades en las que la Compañía tiene el control de acuerdo con la Nota 2.3. La Compañía Sucesora, a partir de la fecha de finalización de la Combinación de Negocios Inicial (ver Nota 1.1 a los estados financieros anuales de la Compañía al 31 de diciembre de 2018), tenía una participación del 99.68% en el capital de PELSA; 3.85% de participación directa en las propiedades de petróleo y gas operadas por PELSA; 100% de participación en las propiedades de petróleo y gas 25 de Mayo-Medanito y Jagüel de los Machos y una participación del 100% en APCO. Todos los saldos y transacciones intercompañías han sido eliminados en la consolidación.

Presentación de la Predecesora

Los estados consolidados de resultados y otros resultados integrales, de variaciones en el capital contable y de flujo de efectivo se presentan para el período comprendido entre el 1 de enero de 2018 y el 31 de marzo de 2018. Este período representa los resultados de las operaciones de PELSA y sus operaciones conjuntas (referenciado aquí como la " Compañía predecesora ").

2.2 Nuevas normas contables, modificaciones e interpretaciones emitidas por el IASB adoptadas por la Compañía.

La Compañía no ha adoptado anticipadamente ninguna otra norma, interpretación o enmienda que haya sido emitida pero que aún no esté vigente.

La Compañía aplica, por primera vez, la NIIF 16- Arrendamientos. Como lo requiere la NIC 8, a continuación, se describen la naturaleza y el efecto de los cambios requeridos por la norma:

NIIF 16 Arrendamientos

La NIIF 16 sustituye la NIC 17 “Arrendamientos”, CINIIF 4 “Determinación de si un acuerdo contiene un arrendamiento”, SIC-15 “Arrendamientos operativos – Incentivos” y SIC-27 “Evaluación de la sustancia de las transacciones que involucran la forma legal de un contrato de arrendamiento”. La norma establece los principios para el reconocimiento, medición, presentación y divulgación de los arrendamientos y requiere que los arrendatarios reconozcan la mayoría de los arrendamientos en un solo modelo dentro del estado de situación financiera.

La Compañía adoptó el método restropectivo con la fecha de aplicación inicial el 1 de enero de 2019. Bajo este método, la norma se aplica de forma retrospectiva con el efecto acumulativo de la aplicación inicial en la fecha de la aplicación inicial. La Compañía eligió usar las exenciones aplicables a la norma en los contratos de arrendamiento para los cuales los términos del arrendamiento finalizan dentro de los 12 meses desde la fecha de la aplicación inicial, y los contratos de arrendamiento para los cuales el activo subyacente es de bajo valor.

El efecto de la adopción de la NIIF 16 al 1 de enero de 2019 es el siguiente:

Activo	
Activos por derecho de uso	12.103
Total Activo	**12.103**
Pasivo	
Pasivos por arrendamientos	(12.103)
Total Pasivo	**(12.103)**

Los pasivos por arrendamientos al 1 de enero de 2019 se pueden conciliar con los compromisos de arrendamiento operativo a partir del 31 de diciembre de 2018 de la siguiente manera:

Compromisos por arrendamientos operativos al 31 de diciembre de 2018	**16.153**
Tasa de endeudamiento incremental promedio ponderada al 1 de enero de 2019	9.356%
Compromisos de arrendamiento operativo descontados al 1 de enero de 2019	**13.608**
Menos:	
Compromisos relativos a arrendamientos a corto plazo	(1.401)
Compromisos relativos a arrendamientos de activos de bajo valor	(104)
Total de pasivos por arrendamientos al 1 de enero de 2019	**12.103**

a) Naturaleza del efecto de la adopción de la NIIF 16

La Compañía tiene contratos de arrendamiento en ciertos rubros como edificios, equipos de oficina y planta y maquinaria. Antes de la adopción de la NIIF 16, la Compañía clasificó cada uno de sus arrendamientos (como arrendatario) en la fecha de inicio como un arrendamiento financiero o un arrendamiento operativo. Un arrendamiento se clasificó como un arrendamiento financiero si transfirió sustancialmente todos los riesgos y recompensas inherentes a la propiedad del activo arrendado a la Compañía, de lo contrario, se clasificó como un arrendamiento operativo. Los arrendamientos financieros se capitalizaron al inicio del arrendamiento al valor razonable de la propiedad arrendada o, si fuera menor, al valor presente de los pagos mínimos del arrendamiento. Los pagos por arrendamiento se distribuyeron entre intereses (reconocidos como costos financieros) y reducción del pasivo por arrendamiento. En un arrendamiento operativo, la propiedad arrendada no se capitalizó y los pagos del arrendamiento se reconocieron como gastos de alquiler en resultados en forma lineal durante el plazo del arrendamiento. Cualquier renta prepaga y renta acumulada se reconocieron en las cuentas por cobrar comerciales y otras cuentas por cobrar y las cuentas comerciales y otras cuentas por pagar, respectivamente.

• La Compañía no tiene arrendamientos previamente contabilizados como arrendamientos financieros.

• Arrendamientos previamente contabilizados como arrendamientos operativos:
La Compañía reconoció los activos con derecho de uso y los pasivos por arrendamientos para aquellos arrendamientos previamente clasificados como arrendamientos operativos, excepto los arrendamientos a corto plazo y los arrendamientos de activos de bajo valor. Los activos de derecho de uso para la mayoría de los arrendamientos se reconocieron en función del valor en libros como si la norma siempre se hubiera aplicado, además del uso de la tasa de endeudamiento incremental en la fecha de la aplicación inicial. En algunos arrendamientos, los activos con derecho de uso se reconocieron sobre la base del monto reconocido por los pasivos por arrendamiento, ajustados por cualquier prepago relacionado y pasivo acumulado previamente reconocido. Los pasivos por arrendamiento se reconocieron con base en el valor presente de los pagos de arrendamiento restantes, descontados utilizando la tasa de endeudamiento incremental en la fecha de la aplicación inicial.

La Compañía aplicó los expedientes prácticos disponibles en los que:
• Utilizó una tasa de descuento única para una cartera de arrendamientos con características razonablemente similares

• Se aplicaron las exenciones de arrendamientos a corto plazo a los arrendamientos con un plazo de arrendamiento que termina dentro de 12 meses a la fecha de la aplicación inicial
• Se utilizó una revisión retrospectiva para determinar el plazo del arrendamiento en el que el contrato contiene opciones para extender o terminar el arrendamiento

a) Resumen de las nuevas políticas contables.

A continuación, se detallan las nuevas políticas contables de la Compañía tras la adopción de la NIIF 16, que se han aplicado desde la fecha de la aplicación inicial:

• Activo por derecho de uso
La Compañía reconoce los activos por derecho de uso en la fecha de inicio del arrendamiento (es decir, la fecha en que el activo subyacente está disponible para su uso). Los activos por derecho de uso se miden al costo, menos cualquier depreciación acumulada y pérdidas por deterioro, y se ajustan por cualquier nueva medición de los pasivos por arrendamiento. El costo de los activos por derecho de uso incluye el monto de los pasivos de arrendamiento reconocidos, los costos directos iniciales incurridos y los pagos de arrendamiento realizados en la fecha de inicio o antes, menos los incentivos de arrendamiento recibidos.
A menos que la Compañía esté razonablemente segura de obtener la propiedad del activo arrendado al final del plazo del arrendamiento, los activos reconocidos por el derecho de uso se deprecian en línea recta durante el período más corto de su vida útil estimada y el plazo del arrendamiento. Los activos por derecho de uso están sujetos a deterioro.

• Pasivo por arrendamiento
En la fecha de inicio del arrendamiento, la Compañía reconoce los pasivos de arrendamiento medidos al valor presente de los pagos de arrendamiento que se realizarán durante el plazo del mismo. Los pagos de arrendamiento incluyen pagos fijos (incluidos los pagos fijos en sustancia) menos los incentivos de arrendamiento por cobrar, los pagos de arrendamiento variables que dependen de un índice o una tasa, y los montos que se espera pagar bajo garantías de valor residual. Los pagos del arrendamiento también incluyen el precio de ejercicio de una opción de compra que la Compañía razonablemente ejerza y los pagos de multas por rescindir un contrato de arrendamiento, si el plazo del mismo refleja que la compañía ejercerá la opción de rescindir. Los pagos de arrendamiento variables que no dependen de un índice o una tasa se reconocen como gasto en el período en el que se produce el evento o condición que desencadena el pago.

Al calcular el valor presente de los pagos de arrendamiento, si la tasa de interés implícita en el arrendamiento no se puede determinar fácilmente, la Compañía utiliza la tasa de endeudamiento incremental en la fecha de inicio del arrendamiento. Después de la fecha de inicio, el monto del pasivo por arrendamiento se incrementarán para reflejar el devengamiento de intereses y se reducirá por los pagos de arrendamiento realizados. Además, el valor en libros de los pasivos por arrendamiento se vuelve a medir si hay una modificación, un cambio en el plazo del arrendamiento, un cambio en los pagos del arrendamiento fijo en la sustancia o un cambio en la evaluación para comprar el activo subyacente.

• Arrendamientos a corto plazo y arrendamientos de activos de bajo valor
La Compañía aplica la exención de reconocimiento de arrendamiento a corto plazo de maquinaria y equipo (es decir, aquellos arrendamientos que tienen un plazo de 12 meses o menos desde la fecha de inicio y no contienen una opción de compra). También aplica la exención de reconocimiento de activos de bajo valor a los equipos de oficina que se consideran individualmente de bajo valor. Los pagos de arrendamiento en estos arrendamientos se reconocen como gastos de forma lineal durante el plazo del arrendamiento.

• Juicios significativos en la determinación del plazo de arrendamiento de los contratos con opción de renovación
La Compañía determina el plazo del arrendamiento como el término no cancelable del arrendamiento, junto con cualquier período cubierto por una opción para extender el contrato si es razonablemente seguro que se ejerza, o cualquier período cubierto por una opción para rescindir el contrato, si es razonablemente cierto que no se ejerza.

La Compañía aplica su juicio al evaluar si es razonablemente seguro ejercer la opción de renovar. Es decir, considera todos los factores relevantes que crean un incentivo económico para que ejerza la renovación. Después de la fecha de inicio, la Compañía reevalúa el plazo del arrendamiento si hay un evento o cambio significativo en las circunstancias que está bajo su control y afecta su capacidad para ejercer (o no ejercer) la opción de renovar (por ejemplo, un cambio en la estrategia comercial).

a) Importes reconocidos en el estado de situación financiera y el estado de resultados y otros resultados integrales

Los valores en libros de los activos por derecho de uso y los pasivos por arrendamientos de la Compañía, así como los movimientos durante el período, se detallan a continuación:

	Activos por derechos de uso			
	Edificios	**Planta y maquinaria**	**Total**	**Total pasivos por arrendamiento**
Al 1 de enero de 2019	**1.843**	**10.260**	**12.103**	**(12.103)**
Gastos por depreciación [(1)]	(132)	(397)	(529)	-
Pagos	-	-	-	2.668
Transferencias a propiedad, planta y equipo [(2)]	-	-	(2.668)	-
Gastos por intereses	-	-	-	(330)
Al 31 de marzo de 2019	**1.711**	**9.863**	**8.906**	**(9.765)**

(1) Se incluyen en el costo de ventas en el estado de resultados y otros resultados integrales intermedio condensado consolidado.
(2) El monto incluye transferencias de arrendamientos por servicios de perforación incurridos, que fueron capitalizados en obras en curso.

CINIIF 23 Incertidumbre sobre los Tratamientos del Impuesto a la utilidad

La Interpretación aborda la contabilización de los impuestos a la utilidad cuando los tratamientos impositivos implican incertidumbre que afecta la aplicación de la NIC 12 Impuestos a la utilidad. No se aplica a los impuestos o gravámenes que están fuera del alcance de la NIC 12, ni incluye específicamente los requisitos relacionados con los intereses y las sanciones asociadas con tratamientos fiscales inciertos. La Interpretación aborda específicamente lo siguiente:

• Si una entidad considera tratamientos fiscales inciertos por separado
• Las suposiciones que una entidad hace sobre el examen de los tratamientos fiscales por parte de las autoridades fiscales
• Cómo una entidad determina la utilidad fiscal (pérdida fiscal), las bases fiscales, las pérdidas fiscales no utilizadas, los créditos fiscales no utilizados y las tasas fiscales.
• Cómo una entidad considera los cambios en los hechos y circunstancias

Una entidad debe determinar si debe considerar cada tratamiento fiscal incierto por separado o junto con uno o más tratamientos fiscales inciertos. El enfoque que mejor predice la resolución de la incertidumbre debe ser seguido.

La Compañía aplica un juicio importante en la identificación de incertidumbres sobre los tratamientos del impuesto a la utilidad. Dado que el Grupo opera en un entorno multinacional complejo, evaluó si la Interpretación tuvo un impacto en sus estados financieros consolidados.

La interpretación no tuvo un impacto en los estados financieros consolidados de la Compañía, ya que la práctica actual de la Compañía está en línea con estas enmiendas.

Modificaciones a la NIIF 9: Características de pago anticipado con compensación negativa

Bajo la NIIF 9, un instrumento de deuda puede medirse al costo amortizado o al valor razonable a través de otro resultado integral, siempre que los flujos de efectivo contractuales sean 'únicamente pagos del principal e intereses sobre el monto pendiente de pago' (el criterio “SPPI”, por sus siglas en inglés) y el instrumento se mantiene dentro del modelo de negocio apropiado para esa clasificación. Las modificaciones a la NIIF 9 aclaran que un activo financiero pasa el criterio SPPI independientemente de un evento o circunstancia que provoque la rescisión anticipada del contrato e independientemente de qué parte pague o reciba una compensación razonable por la rescisión anticipada del contrato.

Estas modificaciones no tuvieron ningún impacto en los estados financieros consolidados de la Compañía, ya que no tuvo Características de pago anticipado con Compensación Negativa durante el período.

Modificaciones a la NIC 19: Modificación, reducción o liquidación del plan

Las modificaciones a la NIC 19 abordan la contabilidad cuando se produce una modificación, reducción o liquidación del plan durante un período de información. Las modificaciones especifican que cuando se produce una modificación, reducción o liquidación del plan durante el período de informe anual, se requiere que una entidad determine el costo de servicio actual por el resto del período posterior a la modificación, reducción o liquidación del plan, utilizando los supuestos actuariales utilizados para la remedición el pasivo (activo) por beneficios definidos neto, que refleje los beneficios ofrecidos bajo el plan y los activos del plan después de ese evento. También se requiere que una entidad determine el interés neto por el resto del período posterior a la modificación, reducción o liquidación del plan utilizando el pasivo (activo) por beneficios definidos neto que refleja los beneficios ofrecidos bajo el plan y los activos del plan después de ese evento, y la tasa de descuento utilizada para la remedición de ese pasivo (activo) por beneficios definidos neto.

Estas modificaciones no tuvieron ningún impacto en los estados financieros consolidados de la Compañía, ya que no tuvieron ninguna enmienda, reducción o liquidación del plan durante el período.

Modificaciones a la NIC 28: Intereses a largo plazo en asociadas y negocios conjuntos

Las modificaciones aclaran que una entidad aplica la NIIF 9 a los intereses a largo plazo en una asociada o negocio conjunto al que no se aplica el método de la participación, pero que, en esencia, forma parte de la inversión neta en la asociada o negocio conjunto (interés de largo plazo).. Esta aclaración es relevante porque implica que el modelo de pérdida crediticia esperada en la NIIF 9 se aplica a dichos intereses a largo plazo. Las enmiendas también aclararon que, al aplicar la NIIF 9, una entidad no tiene en cuenta ninguna pérdida de la asociada o negocio conjunto, ni ninguna pérdida por deterioro de la inversión neta, reconocida como ajustes a la inversión neta en la asociada o negocio conjunto que surgen de la aplicación de la NIC 28 Inversiones en asociadas y negocios conjuntos.

Estas modificaciones no tuvieron impacto en los estados financieros consolidados, ya que la Compañía no tiene intereses a largo plazo en ninguna asociada o negocio conjunto.

Mejoras anuales del ciclo 2015-2017

• NIIF 3 Combinaciones de negocios
Las modificaciones aclaran que, cuando una entidad obtiene el control de un negocio que es una operación conjunta, aplica los requisitos para una combinación de negocios lograda en etapas, incluida la reconsideración de los intereses mantenidos anteriormente en los activos y pasivos de la operación conjunta a valor razonable. Al hacerlo, el adquirente vuelve a medir la totalidad de su participación anterior en la operación conjunta.

Una entidad aplica esas modificaciones a las combinaciones de negocios para las cuales la fecha de adquisición es en o después del comienzo del primer período de reporte anual que comienza en o después del 1 de enero de 2019, con la aplicación anticipada permitida.

Estas modificaciones no tuvieron impacto en los estados financieros consolidados de la Compañía, ya que no participó de combinaciones de negocios durante el período .

• NIC 12 Impuestos a las utilidades
Las enmiendas aclaran que las consecuencias de los dividendos en el impuesto a las utilidades están vinculadas más directamente a transacciones o eventos pasados que generaron ganancias distribuibles que a distribuciones a los propietarios. Por lo tanto, una entidad reconoce las consecuencias del impuesto a la utilidad sobre los dividendos en resultados, otros resultados integrales o patrimonio según el lugar en el que reconoció originalmente esas transacciones o eventos pasados.

Una entidad aplica las enmiendas para los períodos de reporte anual que comienzan en o después del 1 de enero de 2019, permitiéndose la aplicación anticipada. Cuando la entidad aplica esas modificaciones por primera vez, las aplica únicamente a las consecuencias del impuesto a la utilidad sobre los dividendos reconocidos en o después del comienzo del primer período comparativo.

Dado que la práctica actual de la Compañía está en línea con estas enmiendas, no tuvieron impacto en los estados financieros condensados intermedios de la Compañía. Además, no se han declarado dividendos durante el período.

• NIC 23 Costos por préstamos

Las modificaciones aclaran que una entidad trata como parte de los préstamos generales cualquier préstamo originalmente hecho para desarrollar un activo que califica cuando se completan sustancialmente todas las actividades necesarias para preparar ese activo para su uso o venta previstos.

La entidad aplica las enmiendas a los costos por préstamos incurridos en o después del comienzo del período de presentación de reporte anual en el que la entidad aplica esas enmiendas por primera vez. Una entidad aplica esas modificaciones para los periodos anuales que comienzan en o después del 1 de enero de 2019, permitiéndose la aplicación anticipada.

Dado que la práctica actual de la Compañía está en línea con estas enmiendas, no tuvieron impacto en los estados financieros consolidados de la Compañía.

2.3 Bases de consolidación

Los estados financieros intermedios condensados consolidados no auditados incorporan los estados financieros de la Compañía y sus subsidiarias. No se han producido cambios en las participaciones en las filiales de la Compañía durante el período finalizado el 31 de marzo de 2019.

2.4 Marco regulatorio

No ha habido cambios significativos en el marco regulatorio de la Compañía durante el período finalizado el 31 de marzo de 2019.

Nota 3. Información por segmentos

El Comité de Dirección Ejecutivo (el "Comité") de la Compañía ha sido identificado como el "CODM", por sus siglas en inglés, quien es el responsable de la asignación de recursos y la evaluación del desempeño del segmento operativo. El Comité supervisa los resultados operativos de sus propiedades de petróleo y gas, en función de su producción separada, con el propósito de tomar decisiones sobre la ubicación de los recursos e indicadores de desempeño.

El Comité considera como un segmento único el negocio de exploración y producción de gas natural, GLP y petróleo crudo (incluye todas las actividades comerciales de exploración y producción), a través de sus propias actividades, subsidiarias y participaciones en operaciones conjuntas, y en función de la naturaleza del negocio, cartera de clientes y riesgos implicados. La Compañía no agregó ningún segmento, ya que sólo tiene uno.

Los criterios contables utilizados por las subsidiarias para medir los resultados, activos y pasivos de los segmentos son consistentes con los utilizados en los presentes estados financieros intermedios condensados consolidados.

Nota 4. Ingreso por ventas a clientes

	Sucesora Consolidado - Período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2019	Predecesora - Período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2018
Venta de bienes y servicios	93.727	44.463
Ingresos por ventas a clientes	**93.727**	44.463
Reconocido en un punto en el tiempo	**93.727**	**44.463**

4.1 Información desglosada de ingresos por ventas a clientes

Tipo de productos	Sucesora Consolidado - Período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2019	Predecesora - Período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2018
Ingresos por ventas de petróleo crudo	73.271	31.501

Tipo de productos	Sucesora Consolidado - Período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2019	Predecesora - Período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2018
Ingresos por ventas de gas natural	19.075	11.418
Ingresos por ventas de Gas Licuado de Petróleo	1.381	1.544
Ingresos por contratos con clientes	**93.727**	44.463

Canales de distribución	Sucesora Consolidado - Período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2019	Predecesora - Período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2018
Refinerías	73.271	31.501
Industrias	10.706	-
Distribuidores minoristas de gas natural	5.928	2.689
Gas natural para generación eléctrica	2.441	8.729
Comercialización de Gas Licuado de Petróleo	1.381	1.544
Ingresos por contratos con clientes	**93.727**	**44.463**

Nota 5. Fluctuación del stock de petróleo crudo y costos operativos

Nota 5.1 Fluctuación del stock de petróleo crudo

	Sucesora Consolidado - Período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2019	Predecesora - Período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2018
Stock de petróleo crudo al inicio del período	2.722	1.468
Menos: Inventario de petróleo crudo al final del período	(4.048)	(2.201)[(1)]
Total fluctuación del stock de petróleo crudo	**(1.326)**	**(733)**

(1) El inventario de petróleo crudo adquirido de PELSA por un monto de 2.201 se incluye en los inventarios al comienzo del período que mantiene la entidad Sucesora.

Nota 5.2 Costos de operación

	Sucesora Consolidado - Período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2019	Predecesora - Período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2018
Consumo de materiales y reparaciones	5.843	4.028
Honorarios y compensación por servicios	15.368	10.956
Salarios y contribuciones sociales	2.448	1.515
Servidumbre y canones	2.189	1.329
Transporte	579	113
Beneficios a empleados	446	270
Gastos generales	896	156

Total costos de operación	**27.769**	**18.367**

Nota 6. Gastos de venta

	Sucesora Consolidado - Período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2019	Predecesora - Período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2018
Impuestos, tasas y contribuciones	2.740	1.506
Transporte	2.026	787
Impuesto sobre transacciones bancarias	1.149	648
(Recupero) / Reserva por pérdidas crediticias esperadas	(257)	49
Honorarios y compensación por servicios	37	101
Total gastos de venta	**5.695**	**3.091**

Nota 7. Gastos generales y de administración

	Sucesora Consolidado - Período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2019	Predecesora - Período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2018
Honorarios y compensación por servicios	2.556	67
Salarios y contribuciones sociales	2.056	375
Beneficios a empleados	1.796	253
Gastos por pagos basados en acciones	1.244	-
Impuestos, tasas y contribuciones	330	18
Depreciación en propiedad, planta y equipos	-	518
Publicidad y promoción institucional	33	-
Otros	690	235
Total gastos generales y de administración	**8.705**	**1.466**

Nota 8. Gastos de exploración

	Sucesora Consolidado - Período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2019	Predecesora - Período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2018
Gastos geológicos y geofísicos	126	44
Salarios y contribuciones sociales	-	74
Beneficios a empleados	-	16
Total gastos de exploración	**126**	**134**

Nota 9. Otros ingresos y gastos operativos

Nota 9.1 Otros ingresos operativos

	Sucesora Consolidado - Período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2019	Predecesora - Período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2018
Servicios a terceros [1]	533	763
Compensación de inyección excedente de gas natural (SGIC por sus siglas en inglés)	-	291
Otros	94	186
Total otros ingresos operativos	**627**	**1,240**

(1) Corresponde a los servicios prestados a clientes que no corresponden a la actividad principal de la Compañía.

9.2 Otros gastos operativos

	Sucesora Consolidado - Período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2019	Predecesora - Período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2018
Obsolescencia de inventarios [1]	1.335	-
Gastos de reestructuración [2]	667	-
Provisión por remediación ambiental	113	-
Provision para contingencias	-	2
Otros	3	133
Total otros gastos operativos	**2.118**	**135**

[1] Incluye 646 relacionados con materiales y repuestos corrientes, y 689 relacionados con materiales y repuestos no corrientes.
[2] La Compañía registró cargos por reestructuración que incluyen pagos de indemnizaciones y otros pagos relacionados, dichos cargos se relacionan principalmente con la reorganización de la estructura del Grupo.

Nota 10. Resultados Financieros

10.1 Ingresos por intereses

	Sucesora Consolidado - Período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2019	Predecesora - Período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2018
Intereses sobre bonos del gobierno a costo amortizado	26	239
Intereses financieros	49	-
Total ingresos por intereses	**75**	**239**

10.2 Gastos por intereses

	Sucesora Consolidado - Período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2019	Predecesora - Período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2018
Intereses por préstamos bancarios (Nota 16.2)	5.809	-
Otros intereses	8	23
Total gastos por intereses	**5.817**	**23**

10.3 Otros resultados financieros

	Sucesora Consolidado - Período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2019	Predecesora - Período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2018
Fluctuación cambiaria de moneda extranjera, neta	2.712	(995)
Cambios en el valor razonable de bonos del gobierno y letras del tesoro y fondos comunes de inversión	447	69
Cambios en el valor razonable de los Títulos opcionales (Nota 16.4.1)	(16.084)	-
Descuento en la provisión de la obligación de taponamiento de pozos	(398)	(233)
Descuento de activos y pasivos a valor presente – Plan Gas	(232)	-
Gastos por intereses de arrendamiento (Nota 2.2)	(330)	-
Costo amortizado (Nota 16.2)	(451)	-
Otros	108	-
Total otros resultados financieros	**(14.228)**	**(1.159)**

Nota 11. Ganancias (pérdidas) por acción

a) Básica

Las ganancias (pérdidas) básicas por acción se calculan dividiendo los resultados atribuibles a los tenedores de intereses del capital de la Compañía por el promedio ponderado de las acciones comunes en circulación durante el período.

b) Diluida

Las ganancias (pérdidas) diluidas por acción se calculan ajustando el promedio ponderado de las acciones comunes en circulación para reflejar la conversión de todas las acciones con potencial de dilución.

Las acciones comunes potenciales se considerarán dilutivas solo cuando su conversión a acciones comunes pueda reducir las ganancias por acción o aumentar las pérdidas por acción del negocio continuo. Las acciones comunes potenciales se considerarán anti-dilutivas cuando su conversión a acciones comunes pueda resultar en un aumento en las ganancias por acción o una disminución en las pérdidas por acción de las operaciones continuas.

El cálculo de las ganancias (pérdidas) diluidas por acción no implica una conversión, el ejercicio u otra emisión de acciones que puedan tener un efecto antidilutivo sobre las pérdidas por acción, o cuando el precio de ejercicio de la opción sea mayor que el precio promedio de acciones comunes durante el período, no se registra ningún efecto de dilución, siendo la ganancia (pérdida) diluida por acción igual a la básica.

Durante el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2018, la Compañía no poseía acciones dilutivas potenciales ni acciones dilutivas potenciales antidilutivas; por lo tanto, no hay diferencias con la pérdida básica por acción.

Al 31 de marzo de 2019, VISTA tiene acciones que pueden ser potencialmente dilutivas. La pérdida básica por acción (LPS por su siglas en inglés) se calcula dividiendo la pérdida neta del período por el promedio ponderado de acciones comunes en circulación durante el período. La pérdida por acción diluida se calcula dividiendo la pérdida neta por el número promedio ponderado de acciones comunes en circulación durante el período, más el número promedio ponderado de acciones comunes que se emitirían tras la conversión de todos los instrumentos con potencial de dilución en acciones comunes a menos que dichas acciones sean anti-dilutivas.

	Sucesora Consolidado - Período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2019	Predecesora - Período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2018
Pérdida neta del período	(13.678)	(6.649)
Número promedio ponderado de acciones ordinarias	73.220.426	95.443.572
Pérdidas básicas y diluidas por acción ordinaria (en Dólares estadounidenses por acción)	(0,19)	(0,07)

Al 31 de marzo de 2019, VISTA tiene las siguientes acciones comunes potenciales que son anti-dilutivas y, por lo tanto, están excluidas del número promedio ponderado de acciones comunes a los efectos de las pérdidas por acción diluidas:

i. 33.226.667 acciones de la Serie A relacionadas con los 99.680.000 de los Títulos opcionales
ii. 8.750.000 relacionados con los pagos basados en acciones otorgados al empleado

No ha habido otras transacciones que involucren acciones comunes o acciones comunes potenciales entre la fecha de reporte y la fecha de autorización de estos estados financieros intermedios condensados consolidados no auditados.

Nota 12. Propiedad, planta y equipos

Los cambios en la propiedad, planta y equipo para los períodos de tres meses finalizados el 31 de marzo de 2019 (Sucesora) son los siguientes:

	Terrenos y edificios	Rodados, maquinarias, instalaciones, equipamiento de computación y muebles y útiles	Propiedad de petróleo y gas	Pozos e instalaciones de producción	Obras en curso [1]	Materiales y repuestos	Total
Costo							
Saldos al 1 de enero de 2019	**2.221**	**15.665**	**351.306**	**424.962**	**90.693**	**9.491**	**894.338**
Altas	-	-	-	-	14.489	61.462	**75.951**
Transferencias	-	3	-	77.475	(22.514)	(54.964)	**-**
Reserva por obsolescencia	-	-	-	-	-	(689)	**(689)**
Saldos al 31 de marzo de 2019	**2.221**	**15.668**	**351.306**	**502.437**	**82.668**	**15.300**	**969.600**
Depreciaciones y deterioro acumulados.							
Saldos al 1 de enero de 2019	**(14)**	**(1.354)**	**(1.426)**	**(70.822)**	**-**	**-**	**(73.616)**
Depreciaciones y desgastes del período	(4)	(586)	(4.328)	(18.768)	-	-	**(23.686)**
Saldos al 31 de marzo de 2019	**(18)**	**(1.940)**	**(5.754)**	**(89.590)**	**-**	**-**	**(97.302)**
Valor neto en libros							
Al 31 de marzo de 2019	**2.203**	**13.728**	**345.552**	**412.847**	**82.668**	**15.300**	**872.298**
Al 31 de diciembre de 2018	**2.207**	**14.311**	**349.880**	**354.140**	**90.693**	**9.491**	**820.722**

[1] Incluye 2.668 de transferencias de arrendamientos por servicios de perforación incurridos, que fueron capitalizados en obras en curso.

Nota 13. Crédito mercantil y otros activos intangibles.

Las variaciones en el crédito mercantil y otros activos intangibles para el período finalizado el 31 de marzo de 2019 (Sucesora) son los siguientes:

		Otros activos intangibles		
	Crédito Mercantil	Licencias Software	Derechos de exploración	Total
Costo				
Saldos al 1 de enero de 2019	**28.484**	**2.716**	**29.681**	**32.397**
Altas	-	1.132	-	1.132
Bajas			(607)	(607)
Saldos al 31 de marzo de 2019	**28.484**	**3.848**	**29.074**	**32.922**
Amortización Acumulada				
Saldos al 1 de enero de 2019	-	**(797)**	**-**	**(797)**
Cargo de amortización del período	-	(256)	-	(256)
Saldos al 31 de marzo de 2019	**-**	**(1.053)**	**-**	**(1.053)**
Valor neto en libros				
Al 31 de Marzo de 2019	**28.484**	**2.795**	**29.074**	**31.869**
Al 31 de diciembre de 2018	**28.484**	**1.919**	**29.681**	**31.600**

Nota 14. Gastos por impuesto a la utilidad

La Compañía calcula el cargo por impuesto a la utilidad del período utilizando la tasa impositiva que resultará aplicable a los resultados anuales esperados. Los componentes más significativos del cargo impositivo en el estado de resultados y otros resultados integrales de estos estados intermedios condensados son:

	Sucesora Consolidado - Período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2019	Predecesora - Período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2018
Impuesto a la utilidad		
• Cargo por impuesto a la utilidad corriente	(3.069)	(4.212)
• Diferencia en la estimación del impuesto sobre la utilidad del año fiscal anterior y la declaración del impuesto sobre la utilidad	-	(401)
• Impuesto a la utilidad diferido relativo al origen y reversión de diferencias temporarias	(2.636)	(3.347)
Cargo por impuesto a la utilidad expuesto en el estado de resultados	**(5.705)**	**(7.960)**
Impuesto a la utilidad diferido con cargo a otros resultados integrales	**-**	**22**
Total impuesto a la utilidad	**(5.705)**	**(7.938)**

Para los tres meses finalizados el 31 de marzo de 2019 y 2018, la tasa impositiva efectiva de la Compañía fue del 72% y 607%, respectivamente.

Las diferencias significativas entre la tasa impositiva vigente y la vigente por el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2019 y 2018 incluyen (i) la devaluación del peso argentino frente al dólar estadounidense, que afecta la deducción fiscal de los activos no monetarios de la Compañía, (ii) pérdidas operativas netas no reconocidas incurridas en México y (iii) la base antes de impuestos para cada período.

Nota 15. Cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar

	Sucesora 31 de Marzo de 2019	Sucesora 31 de Marzo de 2018
Otras cuentas por cobrar:		
Pagos anticipados, impuestos y otros:		
Pagos anticipados y otras cuentas por cobrar	10.472	10.646
Crédito Fiscal	626	496
	11.098	**11.142**
Activos financieros:		
Crédito del programa de estímulo a la inyección excedente de gas natural [(1)]	8.650	9.049
	8.650	**9.049**
Total cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	**19.748**	**20.191**

	Sucesora 31 de Marzo de 2019	Sucesora 31 de Marzo de 2018
Cuentas por cobrar:		
Corriente		
Cuentas por cobrar de petróleo y gas, neto de provisión por pérdidas crediticias esperadas	51.668	55,032
Cheques a depositar	685	883
Cuentas por cobrar neto	**52.353**	**55.915**
Otras cuentas por cobrar:		
Pagos anticipados, créditos impositivos y otros:		
Crédito por impuesto al valor agregado	13.550	10.127
Crédito por impuesto a la utilidad	5.398	3.826
Crédito por impuesto a los ingresos brutos	1.261	1.938
Gastos prepagados	649	572
	20.858	**16.463**
Activos financieros:		
Crédito del programa de estímulo a la inyección excedente de gas natural [(1)]	9.881	6.899
Cuentas por cobrar a terceros	3.050	2.850
Anticipos a directores y préstamos a los empleados	2.418	1.818
Crédito por subsidio de propano	908	982
Partes relacionadas (Nota 24)	195	186
Crédito por programa de estabilidad de precios de Gas Licuado de Petróleo	131	151
Otros	519	786
	17.102	**13.672**

	Sucesora 31 de Marzo de 2019	Sucesora 31 de Marzo de 2018
Otras cuentas por cobrar:	**37.960**	**30.135**
Total cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	**90.313**	**86.050**

(1) Este monto corresponde a los saldos pendientes de cobro por compensaciones en virtud del Programa de Promoción de Inyección de Excedente de Gas Natural para Empresas con Inyección Reducida ("Programa IR").

Debido a la naturaleza a corto plazo de la cuenta corriente y otras cuentas por cobrar, su valor en libros se considera similar a su valor razonable. Para las cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes, los valores razonables tampoco son significativamente diferentes a sus valores en libros.

Las cuentas por cobrar no generan intereses y, por lo general, tienen un plazo de 30 a 45 días. No se cobran intereses sobre las cuentas por cobrar pendientes.

No ha habido ningún cambio en las técnicas de estimación o supuestos significativos realizados durante el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2019.

La Compañía cancela una cuenta por cobrar y otras cuentas cuando hay información que indica que el deudor se encuentra en una dificultad financiera grave y no existe una posibilidad realista de recuperación, por ejemplo, cuando el deudor ha sido colocado en liquidación o ha entrado en un proceso de quiebra. Ninguna de las cuentas por cobrar y otras cuentas que se hayan dado de baja está sujeta a actividades de cumplimiento. La Compañía ha reconocido una provisión para pérdidas del 100% contra todas las cuentas por cobrar con más de 90 días de vencimiento debido a que la experiencia histórica indica que estas cuentas por cobrar generalmente no son recuperables.

Al 31 de marzo de 2019, las cuentas por cobrar comerciales vencidas ascendían a 1.844 y no se registraron previsiones para pérdidas crediticias esperadas de las cuentas por cobrar comerciales.

A la fecha de estos estados financieros intermedios condensados consolidados, la exposición máxima al riesgo de crédito corresponde al valor en libros de cada clase de cuentas por cobrar.

Nota 16. Activos financieros y pasivos financieros

16.1 Pasivos: Préstamos bancarios

	Sucesora 31 de Marzo de 2019	Sucesora 31 de Marzo de 2018
No corriente		
Préstamos bancarios	279.867	294.415
Total no corriente	**279.867**	**294.415**
Corriente		
Préstamos bancarios	55.351	10.352
Total corriente	**55.351**	**10.352**
Total préstamos bancarios	**335.218**	**304.767**

Los vencimientos de los préstamos bancarios de la Compañía (excluyendo los pasivos por arrendamientos financieros) y, su exposición a las tasas de interés son los siguientes:

	Sucesora 31 de Marzo de 2019	Sucesora 31 de Marzo de 2018
Interés fijo		
Menos de un año	44.276	4.841
De uno a dos años	29.196	14.721
De tres a cinco años	111.643	132.486
Interés variable		
Menos de un año	9.264	5.511
De uno a dos años	29.196	14.721
De tres a cinco años	111.643	132.487

Ver nota 16.4 para información sobre el valor razonable de los préstamos bancarios.

A continuación, se detallan los nuevos préstamos contraídos durante el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2019:

Tipo de instrumento	Compañía	Moneda	Capital	Interés	Tasa	Vencimiento	Valor contable al 31 de marzo de 2019
Préstamos bancarios:	Vista Oil & Gas Argentina S.A.	Dólares estadounidenses	35.000	Fijo	6,5% a 8%	Septiembre de 2019 hasta marzo de 2020	35.012

Con fecha 14 de marzo de 2019, la Compañia acordó un préstamo con el Banco Macro S.A. por un monto de 15.000 a un plazo de 180 días y una tasa de 6,75% anual. En tanto, a dicha fecha suscribió un préstamo con el Banco Itaú Argentina S.A. por un monto de 10.000 a 210 días de plazo que devengará una tasa anual del 6,50%. Por último, el 29 de marzo de 2019 la Compañia celebró tres préstamos con el Banco de la Ciudad de Buenos Aires por un monto de 1.500, 1.500 y 7.000 respectivamente, para los dos primeros préstamos el plazo es de 180 días que devengará una tasa anual del 8% y 0%, respectivamente. Para el último el plazo es de 360 días y devengará una tasa de interés anual del 7%.

16.2. Cambios en el pasivo por actividades de financiamiento

Los movimientos en los préstamos bancarios fueron los siguientes:

	Sucesora Consolidado - Período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2019	Predecesora - Período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2018
Saldos al inicio del período	**304.767**	**-**
Ingresos del préstamo puente	35.000	-
Intereses devengados (Nota 10.2) (1)	5.809	-
Pago de intereses de los préstamos	(10.809)	-
Costo amortizado (Nota 10.3) (1)	451	-
Saldos al final del período	**335.218**	**-**

(1) Transacciones que no originaron flujos de efectivo.

16.3 Instrumentos financieros por categoría

El siguiente cuadro presenta los instrumentos financieros por categoría (Sucesora):

Al 31 de Marzo de 2019	Activos/Pasivos financieros a costo amortizado	Activos/Pasivos financieros a Valor razonable con cargo a resultado	Total activos/pasivos financieros
Activos			
Crédito del programa de estímulo a la inyección excedente de gas natural (Nota 15)	8.650	-	8.650
Total activos financieros no corrientes	**8.650**	**-**	**8.650**
Caja y bancos (Nota 18)	54.342	-	54.342
Inversiones corrientes (Nota 18)	21.676	11.520	33.196
Cuentas por cobrar de petróleo y gas (Nota 15)	51.668	-	51.668
Crédito del programa de estímulo a la inyección excedente de gas natural (Nota 15)	9.881	-	9.881
Cuentas por cobrar a terceros (Nota 15)	3.050	-	3.050
Anticipos a directores y préstamos a empleados (Nota 15)	2.418	-	2.418
Crédito por subsidio de propano (Nota 15)	908	-	908
Cheques a depositar (Nota 15)	685	-	685
Partes relacionadas (Nota 24)	195	-	195
Crédito por programa de estabilidad de precios de Gas Licuado de Petróleo (Nota 15)	131	-	131
Otros	519	-	519
Total activos financieros corrientes	**145.473**	**11.520**	**156.993**
Pasivos			
Cuentas por pagar y otras cuentas por pagar	1.003	-	1.003
Préstamos bancarios	279.867	-	279.867
Títulos opcionales	-	39.784	39.784
Total pasivos financieros no corrientes	**280.870**	**39.784**	**320.654**
Cuentas por pagar y otras cuentas por pagar	64.021	-	64.021
Préstamos bancarios	55.351	-	55.351
Total pasivos financieros corrientes	**119.372**	**-**	**119.372**

Al 31 de diciembre de 2018	Activos/Pasivos financieros a costo amortizado	Activos/Pasivos financieros a Valor razonable con cargo a resultado	Total activos/pasivos financieros
Activos			
Crédito del programa de estímulo a la inyección excedente de gas natural (Nota 15)	9.049	-	9.049
Total activos financieros no corrientes	**9.049**	**-**	**9.049**

Al 31 de diciembre de 2018	Activos/Pasivos financieros a costo amortizado	Activos/Pasivos financieros a Valor razonable con cargo a resultado	Total activos/pasivos financieros
Cuentas por cobrar de petróleo y gas, neto de reserva (Nota 15)	55.032	-	55.032
Cheques a depositar (Nota 15)	883	-	883
Crédito del programa de estímulo a la inyección excedente de gas natural (Nota 15)	6.899	-	6.899
Cuentas por cobrar a terceros (Nota 15)	2.850	-	2.850
Anticipos a directores y préstamos a empleados (Nota 15)	1.818	-	1.818
Crédito por subsidio de propano (Nota 15)	982	-	982
Partes relacionadas (Nota 24)	186	-	186
Crédito por programa de estabilidad de precios de Gas Licuado de Petróleo (Nota 15)	151	-	151
Otros	786	-	786
Caja y bancos (Nota 18)	13.254	-	13.254
Inversiones corrientes (Nota 18)	56.197	11.457	67.654
Total activos financieros corrientes	**139.038**	**11.457**	**150.495**
Pasivos			
Cuentas por pagar y otras cuentas por pagar	1.008	-	1,008
Préstamos bancarios	294.415	-	294,415
Títulos opcionales	-	23,700	23,700
Total pasivos financieros no corrientes	**295.423**	**23,700**	**319,123**
Cuentas por pagar y otras cuentas por pagar	84.334	-	84.334
Préstamos bancarios	10.352	-	10.352
Total pasivos financieros corrientes	**94.686**	**-**	**94.686**

Los ingresos, gastos, ganancias y pérdidas derivadas de cada una de las categorías de instrumentos financieros se indican a continuación:

Por el período finalizado el 31 de marzo de 2019 (Sucesora):

	Activos/Pasivos financieros a costo amortizado	Activos/Pasivos financieros a Valor Razonable con cargo a resultado	Total
Ingresos por intereses (Nota 10.1)	75	-	75
Gastos por intereses (Nota 10.2)	(5.817)	-	(5.817)
Fluctuación cambiaria (Nota 10.3)	2.712	-	2.712
Resultados de instrumentos financieros a valor razonable (Nota 10.3)	-	(16.084)	(16.084)
Cambios en el valor razonable de bonos del gobierno (Nota 10.3)	-	447	447

Costos por cancelación anticipada de préstamos bancarios (Nota 10.3)	(451)	-	(451)
Gastos por intereses (Nota 10.3)	(330)		(330)
Efecto sobre el descuento en activos y pasivos a valor presente (Nota 10.3)	(232)	-	(232)
Descuento en la provisión de la obligación de taponamiento de pozos (Nota 10.3)	(398)	-	(398)
Otros	108	-	108
Total	**(4.333)**	**(15.637)**	**(19.970)**

Por el período finalizado el 31 de Marzo de 2018 (Predecesor):

	Activos/Pasivos financieros a costo amortizado	Activos/Pasivos financieros a Valor Razonable con cargo a resultado	Total
Ingresos por intereses (Note 10.1)	239	-	239
Gastos por intereses (Note 10.2)	(23)	-	(23)
Resultado de moneda extranjera, neta (Note 10.3)	(995)	-	(995)
Resultados de instrumentos financieros a valor razonable (Note 10.3)	-	69	69
Descuento en la provisión de la obligación de taponamiento de pozos (Note 10.3)	(233)	-	(233)
Total	**(1.012)**	**69**	**(943)**

16.4 Valor Razonable

Esta nota brinda información sobre cómo la compañía determina el valor razonable de los activos y pasivos financieros

16.4.1 Valor razonable de los activos financieros y pasivos financieros del Grupo que se miden a valor razonable de forma recurrente

La Compañía clasifica las mediciones del valor razonable de los instrumentos financieros utilizando una jerarquía de valor razonable, que refleja la relevancia de las variables utilizadas para realizar esas mediciones. La jerarquía de valor razonable tiene los siguientes niveles:

- Nivel 1: precios cotizados (no ajustados) para activos o pasivos idénticos en mercados activos.

- Nivel 2: datos diferentes de los precios cotizados incluidos en el Nivel 1 observable para el activo o pasivo, ya sea directamente (es decir, precios) o indirectamente (es decir, derivados de los precios).

- Nivel 3: Datos de activos o pasivos basados en información que no se puede observar en el mercado (es decir, datos no observables).

La siguiente tabla muestra los activos y pasivos financieros de la Compañía medidos a valor razonable al 31 de marzo de 2019 y 31 de diciembre de 2018:

Al 31 de Marzo de 2019	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3	Total
Activos				
Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados				
Bonos y letras del Gobierno	11.520	-	-	11.520

Total activo	**11.520**	**-**	**-**	**11.520**

Al 31 de Marzo de 2019	**Nivel 1**	**Nivel 2**	**Nivel 3**	**Total**
Pasivos				
Pasivos Financieros a valor razonable con cambios en resultados				
Títulos opcionales	-	-	39.784	39.784
Total pasivo	**-**	**-**	**39.784**	**39.784**

Al 31 de diciembre de 2018	**Nivel 1**	**Nivel 2**	**Nivel 3**	**Total**
Activos				
Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados				
Bonos y letras del Gobierno	11.457	-	-	11.457
Total activo	**11.457**	**-**	**-**	**11.457**

Al 31 de diciembre de 2018	**Nivel 1**	**Nivel 2**	**Nivel 3**	**Total**
Pasivos				
Pasivos Financieros a valor razonable con cambios en resultados				
Títulos opcionales	-	-	23.700	23.700
Total pasivo	**-**	**-**	**23.700**	**23.700**

El valor de los instrumentos financieros negociados en mercados activos se basa en los precios cotizados en el mercado a la fecha de estos estados financieros intermedios condensados consolidados. Un mercado se considera activo cuando los precios cotizados están disponibles regularmente a través de una bolsa de valores, un corredor, una institución específica del sector o un organismo regulador, y esos precios reflejan transacciones de mercado regulares y actuales entre partes que actúan en condiciones de independencia mutua. El precio de cotización de mercado utilizado para los activos financieros mantenidos por la Compañía es el precio de oferta actual. Estos instrumentos están incluidos en el nivel 1.

El valor razonable de los instrumentos financieros que no se negocian en mercados activos se determina utilizando técnicas de valuación. Estas técnicas de valuación maximizan el uso de información observable en el mercado, cuando está disponible, y se basan lo menos posible en estimaciones específicas de la Compañía. Si se pueden observar todas las variables significativas para establecer el valor razonable de un instrumento financiero, el instrumento se incluye en el nivel 2.

Si una o más variables utilizadas para determinar el valor razonable no se pudieron observar en el mercado, el instrumento financiero se incluye en el nivel 3.

No hubo transferencias entre el Nivel 1 y el Nivel 2 durante el período del 1 de enero de 2019 al 31 de marzo de 2019 o del 1 de enero de 2018 al 31 de marzo de 2018.

El valor razonable de los títulos de suscripción de acciones de la Serie A y los Títulos opcionales se determina utilizando el modelo de precios de títulos de suscripción de acciones de Black & Scholes teniendo en cuenta la volatilidad esperada de las acciones ordinarias de la Compañía al estimar la volatilidad futura del precio de las acciones de la Compañía. La tasa de interés libre de riesgo para la vida útil esperada de los Títulos opcionales del Patrocinador se basa en el rendimiento disponible de los bonos de referencia del gobierno con un plazo restante equivalente aproximado en el momento de la subvención. La vida esperada se basa en el término contractual.

Los siguientes supuestos se utilizaron para estimar el valor razonable del pasivo de los títulos el 31 de marzo de 2019:

	Al 31 de Marzo de 2019
Volatilidad anualizada	26,789%
Tasa de interés libre de riesgo doméstico	7,7611%
Tasa de interés libre de riesgo extranjero	2,2521%
Vida útil esperada en años.	4,03 years
Valor razonable por Título	U.S.$ 0,3991

Esta es una medición de valor razonable recurrente de nivel 3. Las entradas clave de nivel 3 utilizadas por la administración para determinar el valor razonable son el precio de mercado y la volatilidad esperada. Si el precio de mercado aumentara en U.S. $ 0,10, esto aumentaría la obligación en aproximadamente 974 al 31 de marzo de 2019. Si el precio de mercado disminuyera U.S. $ 0,10, esto disminuiría la obligación en aproximadamente 973. Si la volatilidad aumentaría en 50 puntos básicos, esto aumentaría la obligación en aproximadamente 97. Si la volatilidad disminuyera en 50 puntos básicos, esto disminuiría la obligación en aproximadamente 109 al 31 de marzo de 2019

Reconciliación de las mediciones de valor razonable de Nivel 3:

	Al 31 de marzo de 2019	Al 31 de diciembre de 2018
Saldo del pasivo del título opcionales al comienzo del período	23.700	14.840
Total ganancias / pérdidas:		
– en ganancia o pérdida	16.084	8.860
Saldo al cierre	**39.784**	**23.700**

16.4.2 Valor razonable de activos financieros y pasivos financieros que no se miden a valor razonable (pero se requieren revelaciones de valor razonable)

Excepto por lo detallado en la siguiente tabla, la Compañía consideran que los valores en libros de los activos financieros y pasivos financieros reconocidos en los estados financieros consolidados se aproximan a sus valores razonables, tal como se explica en las notas correspondientes.

Al 31 de Marzo de 2019	Valor en libros	Valor razonable	Nivel
Pasivos			
Préstamos bancarios	335.218	283.350	2
Total pasivos	**335.218**	**283.350**	

16.5 Objetivos y políticas de gestión de riesgos de instrumentos financieros.

16.5.1 Factores de riesgo financiero

Las actividades de la Compañía están sujetas a varios riesgos financieros: riesgo de mercado (incluido el riesgo de tipo de cambio, riesgo de tasa de interés y riesgo de precio), riesgo de crédito y riesgo de liquidez.

La gestión de riesgos financieros está incluida dentro de las políticas globales de la Compañía, existe una metodología de gestión de riesgos integrada centrada en el seguimiento de los riesgos que afectan al grupo. La estrategia de gestión de riesgos de la Compañía busca lograr un equilibrio entre los objetivos de rentabilidad y los niveles de exposición al riesgo. Los riesgos financieros son aquellos derivados de los instrumentos financieros a los que la Compañía está expuesta durante o al cierre de cada ejercicio. La Compañía no utilizó instrumentos derivados para cubrir ningún riesgo de acuerdo con sus políticas internas de administración de riesgos en los períodos presentados.

La gestión de riesgos financieros está controlada por el Departamento Financiero, que identifica, evalúa y cubre los riesgos financieros. Los sistemas y políticas de gestión de riesgos se revisan periódicamente para reflejar los cambios en las condiciones del mercado y las actividades de la Compañía. La Compañía ha revisado su exposición a los factores de riesgo financiero y no ha identificado ningún cambio significativo en el análisis de riesgo incluido en sus estados financieros anuales de 2018, excepto por lo siguiente:

16.5.1.1 Riesgo de mercado

Riesgo de tipo de cambio

La situación financiera de la Compañía y los resultados de sus operaciones son sensibles a las variaciones en el tipo de cambio entre el dólar estadounidense (“USD”) y el peso argentino ("ARS") y otras monedas. La Compañía no utilizó instrumentos financieros derivados para mitigar los riesgos asociados de la tasa de cambio en los años presentados.

La mayoría de las ventas de la Compañía está denominada directamente en dólares o la evolución de su precio sigue la evolución de la cotización de esta moneda. La Compañía recolecta una parte significativa de sus ingresos en ARS de acuerdo con los precios que están indexados al dólar estadounidense, principalmente los ingresos resultantes de la venta de gas y petróleo crudo.

Durante el período comprendido entre el 1 de enero de 2019 y el 31 de marzo de 2019, el peso argentino se depreció aproximadamente 15%.

Las siguientes tablas demuestran la sensibilidad a un cambio razonablemente posible en la tasa de cambio ARS frente al dólar estadounidense, con todas las demás variables mantenidas constantes. El impacto en la utilidad antes de impuestos del Grupo se debe a cambios en el valor razonable de los activos monetarios y pasivos monetarios denominados en monedas distintas del dólar estadounidense, la moneda funcional de la Compañía. La exposición del Grupo a los cambios de moneda extranjera para todas las demás monedas no resulta significativo.

	Al 31 de marzo de 2019
Variación en la tasa en pesos argentinos	+/- 18%
Efecto en la utilidad antes de impuesto	(8.234) / 8.234
Efecto en el patrimonio antes de impuesto	(8.234) / 8.234

Ambiente inflacionario en Argentina

La inflación en Argentina ha sido alta durante varios años, pero la inflación de los precios al consumidor (IPC) no se informó de manera consistente. Dadas las diferencias en la cobertura geográfica, las ponderaciones, el muestreo y la metodología de varias series de inflación, la inflación promedio del IPC para 2014, 2015 y 2016, y la inflación de fin de período para 2015 y 2016 no se informaron en el Informe Mundial de abril de 2018 del FMI, Perspectivas económicas. La inflación acumulada a 3 años utilizando diferentes combinaciones de índices de precios al por menor ha superado el 100% desde fines de 2017. Sin embargo, el índice de precios al por mayor, que había estado disponible de manera consistente durante los últimos tres años, era de alrededor del 75% en los tres años acumulados a diciembre de 2017.

En el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2019, el peso argentino se devaluó aproximadamente un 15%. Durante el 2018, el peso argentino se devaluó aproximadamente el 100%, las tasas de interés anuales aumentaron en más del 60% y la inflación de los precios al por mayor se aceleró considerablemente. La tasa acumulada de inflación a 3 años alcanzó un nivel de alrededor del 140%.

Nota 17. Inventarios

	Sucesora 31 de Marzo de 2019	Sucesora 31 de Diciembre de 2018
Materiales y repuestos	18.518	15.465
Inventario petróleo crudo	4.048	2.722
Total	**22.566**	**18.187**

Nota 18. Caja, bancos e inversiones corrientes

	Sucesora 31 de Marzo de 2019	Sucesora 31 de Diciembre de 2018
Bancos	54.342	13.254
Fondos comunes de inversión	18.246	52.793
Bonos del gobierno	11.520	14.861
Letras del tesoro	3.430	-
Total	**87.538**	**80.908**

A los fines del estado de flujos de efectivo, el efectivo y los equivalentes de efectivo incluyen el efectivo disponible y en bancos, fondos comunos de inversión y depósito a plazo con vencimiento inferior a tres meses utilizado por la Compañía como parte de su administración de efectivo. El efectivo y los equivalentes de efectivo al final del periodo sobre el que se informa, como se muestra en el estado de flujos de efectivo, pueden reconciliarse con las partidas relacionadas en el estado de situación financiera de la siguiente manera:

	Sucesora 31 de Marzo de 2019	Sucesora 31 de Diciembre de 2018
Caja, bancos e inversiones corrientes	87.538	80.908
Menos		
Bonos del gobierno y letras del tesoro	(14.950)	(14.861)
Efectivo y equivalentes de efectivo	**72.588**	**66.047**

Nota 19. Share Capital

El 13 de febrero de 2019, la Compañía completó la venta de 5.500.000 acciones serie A y 5.000.000 de Títulos opcionales para comprar acciones serie A por un monto total de 55.000 a Kensington Investments BV, de conformidad con un Acuerdo de compra a plazo y cierto compromiso de suscripción, revelado en Nota 20.1.1 de los estados financieros consolidados anuales.

Después de dar efecto a esta transacción, Vista tiene:

• 75.909.315 acciones de la serie A en circulación, que representan la porción variable del capital social de Vista, todas las cuales están registradas en el Registro Nacional de Valores de México y están listadas en la Bolsa de Valores de México;

• 2 acciones serie C en circulación, que representan la parte fija del capital social de Vista, todas registradas en el Registro Nacional de Valores de México y que cotizan en la Bolsa Mexicana de Valores; y

• 99.680.000 Títulos opcionales para comprar acciones serie A en circulación, período de ejercicio que comenzó el 15 de agosto de 2018, tres de los cuales se pueden ejercer para comprar una acción serie A a un precio de 11,50 por acción

El siguiente cuadro muestra una conciliación de los movimientos en el patrimonio de la Compañía del 1 de enero del 2019 al 31 de marzo de 2019:

	Series A Público Inversionista (1)	Series A Colocación Privada (2)	Series B (3)	Series C (4)	Total (5)
Saldo al 1 de enero de 2019 (en USD)	423.017	90.238	-	-	513.255
Número de acciones comunes	60.909.315	9.500.000	-	2	70.409.317
Valor neto de acciones Serie A emitidas el 13 de febrero de 2019 (en USD)	54.391	-	-	-	54.391
Número de acciones comunes	5.500.000	-	-	-	5.500.000
Saldo al 31 de marzo de 2019 (en USD)	**477.408**	**90.238**	**-**	**-**	**567.646**
Número de acciones comunes	**66.409.315**	**9.500.000**	**-**	**2**	**75.909.317**

Nota 20. Provisiones

	Sucesora 31 de Marzo de 2019	Sucesora 31 de Diciembre de 2018
No corrientes		
Obligación de taponamiento de pozos	15.841	15.430
Remediación ambiental	657	756
Total provisiones no corrientes	**16.498**	**16.186**

	Sucesora 31 de Marzo de 2019	Sucesora 31 de Diciembre de 2018
Corrientes		
Remediación ambiental	2.616	2.968
Obligación de taponamiento de pozos	823	823
Provisión para contingencias	304	349
Total provisiones corrientes	**3.743**	**4.140**

Nota 21. Salarios y contribuciones sociales por pagar

	Sucesora 31 de Marzo de 2019	Sucesora 31 de Diciembre de 2018
Corriente		
Salarios y contribuciones sociales	2.082	925
Beneficios a empleados corto plazo	1.207	1.052
Provisión por gratificaciones y bonos	872	4.371
Total corriente	**4.161**	**6.348**

Nota 22. Otros impuestos y regalías por pagar

	Sucesora 31 de Marzo de 2019	Sucesora 31 de Diciembre de 2018
Corriente		
Regalias	5.125	5.467
Retenciones impositivas por pagar	967	909
Impuesto al valor agregado	209	-
Impuesto sobre los ingresos brutos	-	139
Otros	219	-
Total corriente	**6.520**	**6.515**

Nota 23. Cuentas por pagar y otras cuentas por pagar

	Sucesora 31 de Marzo de 2019	Sucesora 31 de Diciembre de 2018
No Corriente		
Cuentas por pagar:		
Canon extraordinario por el programa de inyección excedente de gas natural	1.003	1.008
Total cuentas por pagar y otras cuentas por pagar no corrientes	**1.003**	**1.008**
Corriente		
Cuentas por pagar:		
Proveedores	61.038	73.609
Total cuentas por pagar corrientes	**61.038**	**73.609**
Otras cuentas por pagar:		
Pasivo por extensión de la concesión de Bajada del Palo	-	7.899
Canon extraordinario por el programa de inyección excedente de gas natural	1.145	769
Saldos con socios de operaciones conjuntas	463	1.023
Honorarios directores	1.375	1.034
Total otras cuentas por pagar corrientes	**2.983**	**10.725**
Total cuentas por pagar y otras cuentas por pagar corrientes	**64.021**	**84.334**

Debido a la naturaleza a corto plazo de las cuentas por pagar y otras cuentas corrientes, su importe en libros se considera que es el mismo que su valor razonable. El importe en libros de las cuentas por pagar no corrientes no difiere significativamente de su valor razonable.

Nota 24. Transacciones y saldos con partes relacionadas

La Nota 2.3 a los estados financieros anuales de la Compañía al 31 de diciembre de 2018 proporciona información sobre la estructura del Grupo, incluidos los detalles de las subsidiarias de la compañía tenedora (Sucesor) y la compañía predecesora.

La siguiente tabla proporciona el monto total de saldos y transacciones que se han realizado con partes relacionadas:

	Sucesora Consolidado - Período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2019	Predecesora - Período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2018
Ingreso por petróleo crudo		
Pampa Energía S.A. (Entidad matriz anterior de PELSA)	-	31.501
Ingreso por gas natural		
Pampa Energía S.A. (Entidad matriz anterior de PELSA)	-	2.647
Pampa Comercializadora S.A. (Subsidiaria de la entidad matriz anterior de PELSA)	-	7.726
Explotación de servicios		
Veta Escondida y Rincón de Aranda U.T.E. (Operación conjunta donde la entidad matriz anterior de PELSA participa)	-	32
Compras de bienes y servicios:		
Riverstone Vista Capital Partners L.P	9	-
Pampa Energía S.A. (Entidad matriz anterior de PELSA)	-	(546)
Gastos comerciales		
Pampa Comercializadora S.A. (Subsidiaria de la entidad matriz anterior de PELSA)	-	(91)
Oleoductos del Valle S.A. (Subsidiaria de la entidad matriz anterior de PELSA)	-	(610)

Saldos con partes relacionadas:

	Sucesora 31 de Marzo de 2019	Sucesora 31 de Diciembre de 2018
Otras cuentas por cobrar:		
Riverstone Vista Capital Partners L.P	195	186

Los saldos pendientes al final del período / año no están garantizados y no generan intereses y la liquidación se realiza en efectivo. No ha habido garantías proporcionadas o recibidas por ninguna parte relacionada con las cuentas por cobrar o por pagar. Para el período que comienza desde el 1 de enero de 2019 hasta el 31 de marzo de 2019 (Sucesor) y desde el 1 de enero de 2018 hasta el 31 de marzo de 2018 (Predecesor), el Grupo no ha registrado ningún deterioro de las cuentas por cobrar relacionadas con los montos adeudados por partes relacionadas. Esta evaluación se lleva a cabo en cada final de período mediante el examen de la situación financiera de la parte relacionada y el mercado en el que opera la parte relacionada.

No hay otras transacciones con partes relacionadas.

Nota 25. Compromisos y contingencias

Para una descripción de los compromisos de inversión de la Compañía con respecto a sus propiedades de petróleo y gas, ver las notas 27 y 29.4 a los estados financieros consolidados anuales de 2018. No hubo cambios sustanciales en los compromisos y contingencias informados en esos estados financieros.

Nota 26. Combinación de negocios

No hubo combinaciones de negocios durante el período finalizado el 31 de marzo de 2019. Ver Nota 30 a los estados financieros consolidados anuales al 31 de diciembre de 2018 para obtener más detalles sobre las combinaciones de negocios efectuadas en 2018.

Nota 27. Eventos posteriores

La Compañía ha evaluado los eventos posteriores al 31 de marzo de 2019 para evaluar la necesidad de un posible reconocimiento o revelación en estos estados financieros intermedios condensados consolidados. La Compañía evaluó dichos eventos hasta el 24 de abril de 2019, fecha en que estos estados financieros estuvieron disponibles para su emisión. Sobre la base de esta evaluación, se determinó que no hubo eventos posteriores que requirieran reconocimiento o divulgación en estos estados financieros intermedios condensados consolidados no auditados.

Anexo 2 - Estados Financieros Complementarios

A. Jagüel de los Machos y 25 de Mayo – Medanito SE. Estados combinados abreviados de ingresos y costos operativos directos por el período del 1 de enero de 2018 al 3 de abril de 2018 y por el año terminado el 31 de diciembre de 2017.

B. Apco Oil and Gas International Inc. Sucursal Argentina. Estados financieros al 3 de abril de 2018, al 31 de diciembre de 2017 y al 1 de enero de 2017 y por el período del 1 de enero de 2018 al 3 de abril de 2018 y por el año terminado el 31 de diciembre de 2017.

pwc

A los señores miembros del Consejo de Administración y Accionistas de
Vista Oil and Gas, S.A.B. de C.V.
Calle Volcán 150, Floor 5
Colonia Lomas de Chapultepec, Alcaldía Miguel Hidalgo
Ciudad de México, C.P. 11000
México

18 de julio de 2019

Estimado señor:

Respecto a los estados financieros combinados abreviados de ingresos y costos operativos directos de Jagüel de los Machos y 25 de Mayo-Medanito SE (las "Propiedades adquiridas") correspondientes al año que terminó el 31 de diciembre de 2017 y en cumplimiento con Disposiciones de Carácter General Aplicables a las Entidades y Emisoras Supervisadas por la Comisión Nacional Bancaria y de Valores que contraten Servicios de Auditoría Externa de Estados Financieros Básicos (las Disposiciones), emitidas el 26 de abril de 2018, manifiesto mi consentimiento para que Vista Oil and Gas, S.A.B. de C.V. (la Emisora), incluya en el Prospecto de Oferta Pública de Acciones a que hacen referencia el artículo 20., fracción I, inciso m) de las Disposiciones de Carácter General Aplicables a las Emisoras de Valores y a Otros Participantes del Mercado de Valores, el Informe sobre los estados financieros de las Propiedades adquiridas que al efecto emitimos con fecha 23 de enero de 2019.

Lo anterior, en el entendido de que previamente me cercioré de que la información financiera contenida en los estados financieros básicos de las Propiedades adquiridas incluidos en el Prospecto, así como cualquier otra información financiera incluida en dicho documento cuya fuente provenga de los mencionados estados financieros básicos de las Propiedades adquiridas o del dictamen que al efecto audite, coincide con la dictaminada, con el fin de que dicha información sea hecha del conocimiento público.

Price Waterhouse & Co. S.R.L.

Reinaldo Sergio Cravero (Socio)

pwc

INFORME DE LOS AUDITORES INDEPENDIENTES

A los señores miembros del Consejo de Administración y Accionistas de
Vista Oil and Gas, S.A.B. de C.V.

Nuestra opinión

En nuestra opinión, los estados financieros de Jagüel de los Machos y 25 de Mayo-Medanito SE (las "Propiedades adquiridas") presentan razonablemente, en todos sus aspectos significativos, los ingresos y costos operativos directos por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2017, de conformidad con los principios contables generalmente aceptados en los Estados Unidos de América (US GAAP, por sus siglas en inglés).

Los estados financieros que hemos auditado

Los estados financieros de las Propiedades adquiridas comprenden:

- el estado combinado de ingresos y costos operativos directos por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2017 y,
- las notas a los estados financieros.

Bases para la opinión

Efectuamos nuestro examen de auditoría de acuerdo con las Normas Internacionales de Auditoría (NIAs). Nuestras responsabilidades, de acuerdo con dichas normas, se describen más adelante en este informe en la sección "Responsabilidades de los auditores por la auditoría de los estados financieros".

Consideramos que la evidencia de auditoría que hemos obtenido es suficiente y apropiada para sustentar nuestra opinión de auditoría.

Independencia

Somos independientes de las Propiedades adquiridas de acuerdo con las disposiciones del Código de Ética para Profesionales de la Contabilidad del Consejo de Normas Internacionales de Ética para Contadores (IESBA por sus siglas en inglés). A su vez, hemos cumplido integralmente las demás responsabilidades éticas que corresponden de conformidad con dicho código.

Párrafo de énfasis

Los estados financieros de propósito especial adjuntos reflejan los ingresos y los costos operativos directos de Jagüel de los Machos y 25 de Mayo-Medanito SE utilizando la base de preparación descrita en la Nota 1 de los estados financieros y no pretenden ser una presentación completa de la posición financiera, resultados de operaciones o flujos de efectivo de las Propiedades adquiridas por Vista Oil and Gas, SAB de C.V. bajo US GAAP. Nuestra opinión no se modifica con respecto a este asunto.

pwc

Responsabilidad de la Dirección de las Propiedades adquiridas por los estados financieros

La Dirección de las Propiedades adquiridas es responsable por la preparación y presentación razonable de estos estados financieros de acuerdo con US GAAP y por el mantenimiento de un sistema de control interno que la Dirección considera adecuado para permitir la preparación de estados financieros libres de incorrecciones significativas, debidas a fraude o error.

Como parte del proceso de preparación de los estados financieros, la Dirección es responsable de evaluar la capacidad de las Propiedades adquiridas para continuar como un negocio en marcha, y de efectuar en los estados financieros, cuando corresponda, las revelaciones relacionadas con el negocio en marcha y la utilización de las bases contables de negocio en marcha, salvo cuando la Dirección tenga la intención de liquidar las Propiedades adquiridas o de discontinuar sus operaciones, o no tenga una alternativa realista para no hacerlo.

La Dirección de las Propiedades adquiridas es responsable de la supervisión del proceso de preparación de los estados financieros de Jagüel de los Machos y 25 de Mayo-Medanito SE.

Responsabilidades de los auditores por la auditoría de los estados financieros

Nuestro objetivo es obtener una seguridad razonable sobre si los estados financieros, en su conjunto, se encuentran libres de incorrecciones significativas, debido a fraude o error, y emitir un informe de auditoría que incluya nuestra opinión de auditoría sobre los mismos. Seguridad razonable constituye un grado elevado de seguridad, pero no garantiza que una auditoría conducida de acuerdo con NIAs siempre identifique incorrecciones significativas en los estados financieros, cuando estas existan. Las incorrecciones pueden surgir debido a fraude o a error, y se consideran significativas si, individualmente o de forma conjunta, puede razonablemente esperarse que influyan o afecten las decisiones que los usuarios adopten sobre la base de estos estados financieros.

Como parte de un proceso de auditoría conducido de acuerdo con NIAs, nosotros aplicamos nuestro juicio profesional y mantenemos una actitud de escepticismo profesional durante toda su ejecución.

Asimismo:

- Identificamos y evaluamos el riesgo que existan errores significativos en los estados financieros, debido, ya sea, a fraudes o a equivocaciones, diseñamos y aplicamos procedimientos de auditoría para responder a dichos riesgos y obtenemos evidencia de auditoría suficiente y adecuada para sustentar nuestra opinión. El riesgo de no identificar errores significativos en los estados financieros debido a un fraude es más elevado que en el caso de errores significativos originados por equivocaciones, dado que el fraude puede involucrar la existencia de colusiones, falsificaciones, omisiones deliberadas, manifestaciones intencionadamente incorrectas o apartamientos en el sistema de control interno.

- Obtenemos un entendimiento del sistema de control interno relevante para la auditoría con el propósito de diseñar los procedimientos de auditoría que sean adecuados en función de las circunstancias, pero no con la finalidad de expresar una opinión sobre la eficacia del sistema de control interno de las Propiedades adquiridas.

- Evaluamos que las políticas contables adoptadas sean adecuadas, la razonabilidad de las estimaciones contables realizadas y la razonabilidad de la información revelada por la Dirección en los estados financieros.

- Concluimos sobre la adecuada utilización, por parte de la Dirección, de las bases contables de negocio en marcha, y de acuerdo con la evidencia de auditoría obtenida, concluimos sobre la existencia o no de una incertidumbre significativa relacionada con hechos o con condiciones que pueden generar dudas significativas sobre la capacidad de las Propiedades adquiridas para continuar como un negocio en marcha. Si concluimos que existe una incertidumbre significativa, deberemos hacer énfasis en nuestro dictamen de auditoría sobre las revelaciones realizadas en los estados financieros sobre estos asuntos, o, si dichas revelaciones no son adecuadas, deberemos expresar una opinión de auditoría modificada. Nuestras conclusiones se basan en la evidencia de auditoría que hemos obtenido hasta la fecha de nuestro dictamen de auditoría. Sin embargo, hechos o condiciones que ocurran en forma posterior pueden ser causa que las Propiedades adquiridas dejen de ser un negocio en marcha.

- Evaluamos la presentación, estructura y contenido general de los estados financieros, y la información revelada en los mismos, y evaluamos si los estados financieros representan las transacciones y los hechos subyacentes de un modo que logran una representación fiel de los mismos.

Comunicamos a la Dirección de las Propiedades adquiridas acerca de, entre otros asuntos, el alcance y la oportunidad de la ejecución de los procedimientos de auditoría planificados, los hallazgos significativos de auditoría identificados, así como de cualquier deficiencia significativa en el sistema de control interno que identificamos en el transcurso de nuestra auditoría.

Ciudad Autónoma de Buenos Aires, 23 de enero de 2019.

Reinaldo Sergio Cravero (Socio)

Price Waterhouse & Co. S.R.L.

Pistrelli, Henry Martin y Asociados S.R.L.
25 de mayo 487 - C1002ABI
Buenos Aires - Argentina

Tel: +54 11 4318 1600
Fax: +54 11 4510 2220
ey.com

Building a better working world

18 de julio de 2019.

Vista Oil & Gas, S.A.B. de C.V.
Calle Volcán 150, Piso 5
Colonia Lomas de Chapultepec, Alcaldía Miguel Hidalgo
C.P. 11000, Ciudad de México

En relación con lo dispuesto en el artículo 84 Bis de las Disposiciones de Carácter General Aplicables a las Emisoras de Valores y a Otros Participantes del Mercado de Valores publicadas en el Diario oficial de la Federación el 19 de marzo de 2003, según la misma se haya modificado de tiempo en tiempo (la "Circular Única de Emisoras"), así como, lo requerido por el artículo 39 de las Disposiciones de Carácter General Aplicables a las Entidades y Emisoras supervisadas por la Comisión Nacional Bancaria y de Valores que contraten servicios de Auditoría Externa de Estados Financieros Básicos ("Circular Única de Auditores Externos"), en mi carácter de Auditor Externo, socio de Pistrelli, Henry Martin y Asociados S.R.L., de Apco Oil & Gas International Inc. Sucursal Argentina y de Jagüel de los Machos y 25 de Mayo - Medanito SE, otorgo mi consentimiento para que Vista Oil & Gas, S.A.B. de C.V. incluya en el prospecto, los dictámenes sobre los estados financieros que al efecto emití correspondiente al período iniciado el 1° de enero de 2018 y finalizado el 3 de abril de 2018. Lo anterior, en el entendimiento de que previamente me cercioraré de que la información contenida en los estados financieros incluidos en el prospecto de que se trate, así como cualquier otra información financiera incluida en dichos documentos cuya fuente provenga de los mencionados estados financieros o de los dictámenes que al efecto presenté, coincida con la dictaminada, con el fin de que dicha información sea hecha del conocimiento público.

PISTRELLI, HENRY MARTIN Y ASOCIADOS S.R.L.

Miembro de Ernst & Young Global

G. Kurgansky

GUSTAVO A. KURGANSKY
Socio

Es miembro de Ernst & Young Global Limited

Pistrelli, Henry Martin y Asociados S.R.L.
25 de mayo 487 - C1002ABI
Buenos Aires - Argentina

Tel: +54 11 4318 1600
Fax: +54 11 4510 2220
ey.com

Building a better working world

INFORME DE LOS AUDITORES INDEPENDIENTES

A los Señores Directores de
Vista Oil & Gas Argentina S.A.:

Opinión

Hemos auditado el estado combinado abreviado de ingresos y costos operativos directos adjuntos de Jagüel de los Machos y 25 de Mayo - Medanito SE (las Propiedades) correspondientes al período iniciado el 1° de enero y finalizado el 3 de abril de 2018, así como las notas explicativas del estado combinado abreviado que incluyen un resumen de las políticas contables significativas (denominados conjuntamente, el estado financiero).

En nuestra opinión, el estado financiero adjunto presenta razonablemente, en todos los aspectos significativos, los ingresos y costos operativos directos correspondientes al período iniciado el 1° de enero y finalizado el 3 de abril de 2018, de conformidad con los Principios Contables Generalmente Aceptados en Estados Unidos (US GAAP), aplicables a la preparación de un estado financiero de ese tipo.

Fundamento de la opinión

Hemos llevado a cabo nuestra auditoría de conformidad con las Normas Internacionales de Auditoría (NIA). Nuestras responsabilidades de acuerdo con dichas normas se describen más adelante en la sección *"Responsabilidades del auditor en relación con la auditoría del estado financiero"* de nuestro informe.

Somos independientes de las Propiedades de conformidad con el *"Código de Ética para Profesionales de la Contabilidad"* emitido por el *Consejo de Normas Internacionales de Ética para Contadores* y hemos cumplido las demás responsabilidades de ética de conformidad con los requerimientos de dicho Código.

Consideramos que la evidencia de auditoría que hemos obtenido proporciona una base suficiente y adecuada para nuestra opinión.

Párrafo de énfasis

Llamamos la atención sobre la nota 1 del estado financiero adjunto, en la que se describe que dicho estado: (a) fue preparado para su presentación ante la Bolsa Mexicana de Valores y constituye una traducción del estado financiero originalmente preparado en idioma inglés para su presentación ante la Comisión de Bolsa y Valores de los Estados Unidos de Norteamérica (SEC) con el propósito de cumplir con la Regla 3-05 "Estados financieros de negocios adquiridos o por adquirir" del Reglamento S-X de dicha Comisión, y (b) no pretende ser una presentación completa de los ingresos y gastos de las Propiedades. En consecuencia, el estado financiero adjunto puede no ser apropiado para un propósito distinto al especificado. Nuestra opinión no ha sido modificada en relación con esta cuestión.

Otra información

La otra información comprende la *"Información Suplementaria de Reservas de Petróleo y Gas"*, que se incluye en la nota 9 del estado financiero adjunto pero es distinta de ese estado financiero y del informe de auditoría correspondiente. Esta información fue originalmente presentada por la Sociedad a la Comisión de Bolsa y Valores de los Estados Unidos de Norteamérica (SEC), cuya regulación requiere que las entidades involucradas en actividades productivas de petróleo y gas presenten información suplementaria de sus reservas de petróleo y gas de conformidad con las revelaciones requeridas por los principios contables generalmente aceptados en Estados Unidos (US GAAP), para complementar los estados financieros. Dicha información, aunque no es parte del estado financiero, es requerida por la SEC y la *Financial Accounting Standards Board* quienes consideran que es una parte esencial de la información financiera para colocar al estado financiero en un contexto operativo, económico o histórico apropiado. La Administración es responsable de la otra información.

Nuestra opinión sobre el estado financiero no cubre la otra información y no expresamos ninguna forma de conclusión que proporcione un grado de seguridad sobre ésta.

En relación con nuestra auditoría del estado financiero, nuestra responsabilidad es leer la otra información y, al hacerlo, considerar si existe una incongruencia significativa entra la otra información y el estado financiero o el conocimiento obtenido por nosotros en la auditoría, o si parece que existe una incorrección significativa en la otra información por algún otro motivo. Si, basándonos en el trabajo que hemos realizado, concluimos que existe una incorrección significativa en la otra información, estamos obligados a informar de ello. No tenemos nada que informar a este respecto.

Responsabilidades de la Administración de las Propiedades en relación con el estado financiero

La Administración es responsable de la preparación y presentación razonable del estado financiero adjunto de conformidad con las US GAAP aplicables a la preparación de un estado financiero de ese tipo, y del control interno que la Administración considere necesario para permitir la preparación de estados financieros libres de incorrecciones significativas, debida a fraude o error.

En la preparación del estado financiero, la Administración es responsable de la valoración de la capacidad de las Propiedades de continuar como negocio en marcha, revelando, según corresponda, las cuestiones relacionadas con el negocio en marcha y utilizando el principio contable de negocio en marcha excepto si la Administración tiene intención de liquidar las Propiedades o de cesar sus operaciones, o bien no exista otra alternativa realista.

La Administración de las Propiedades es responsable de la supervisión del proceso de información financiera de las Propiedades.

Responsabilidades del auditor en relación con la auditoría del estado financiero

Nuestros objetivos son obtener una seguridad razonable de que el estado financiero en su conjunto está libre de incorrección significativa, debida a fraude o error, y emitir un informe de auditoría que contiene nuestra opinión. Seguridad razonable es un alto grado de seguridad, pero no garantiza que una auditoría realizada de conformidad con las NIA siempre detecte una distorsión significativa cuando exista. Las incorreciones pueden deberse a fraude o error y se consideran significativas si, individualmente o en su conjunto, podría esperarse razonablemente que influyan en las decisiones económicas que los usuarios toman basándose en el estado financiero.

Como parte de una auditoría de acuerdo con las NIA, aplicamos nuestro juicio profesional y mantenemos una actitud de escepticismo profesional durante toda la auditoría. También:

- Identificamos y valoramos los riesgos de incorrección significativa en el estado financiero, debidas a fraude o error, diseñamos y aplicamos procedimientos de auditoría para responder a dichos riesgos y obtenemos evidencia de auditoría suficiente y adecuada para proporcionar una base para nuestra opinión. El riesgo de no detectar una incorrección significativa debida a fraude es más elevado que en el caso de una incorreción significativa debida a error, ya que el fraude puede implicar colusión, falsificación, omisiones deliberadas, manifestaciones intencionadamente erróneas o la elusión del control interno.

- Obtenemos conocimiento del control interno relevante para la auditoría con el fin de diseñar procedimientos de auditoría que sean adecuados en función de las circunstancias y no con la finalidad de expresar una opinión sobre la eficacia del control interno de las Propiedades.

- Evaluamos lo adecuado de las políticas contables aplicadas y la razonabilidad de las estimaciones contables y la correspondiente información revelada por la Administración.

- Concluimos sobre lo adecuado de la utilización, por la Administración, del principio contable de negocio en marcha y, basándonos en la evidencia de auditoría obtenida, concluimos sobre si existe o no una incertidumbre significativa relacionada con hechos o circunstancias que puedan generar dudas significativas sobre la capacidad de las Propiedades para continuar como negocio en marcha. Si concluimos que existe una incertidumbre significativa, se requiere que llamemos la atención en nuestro informe de auditoría sobre la correspondiente información revelada en el estado financiero o, si dichas revelaciones no son adecuadas, que expresemos una opinión modificada. Nuestras conclusiones se basan en la evidencia de auditoría obtenida hasta la fecha de nuestro informe de auditoría. Sin embargo, hechos o condiciones futuras pueden ser causa de que las Propiedades dejen de continuar como negocios en marcha.

- Evaluamos la presentación global, la estructura y el contenido del estado financiero, incluida la información revelada, y si el estado financiero representa las transacciones y hechos subyacentes de un modo que logran la presentación razonable.

Nos comunicamos con la Administración de las Propiedades en relación con, entre otras cuestiones, el alcance y el momento de realización de la auditoría planificados y los hallazgos significativos de la auditoría, así como cualquier deficiencia significativa del control interno que identificamos en el transcurso de la auditoría.

También proporcionamos a la Administración de las Propiedades una declaración de que hemos cumplido los requerimientos de ética en relación con la independencia y comunicado con ellos acerca de todas las relaciones y demás asuntos de los que se puede esperar razonablemente que pueden afectar a nuestra independencia y, en su caso, las correspondientes salvaguardas.

El socio responsable de la auditoría es quien suscribe este informe.

PISTRELLI, HENRY MARTIN Y ASOCIADOS S.R.L.
Miembro de Ernst & Young Global

GUSTAVO A. KURGANSKY

Ciudad de Buenos Aires
23 de enero de 2019
salvo en lo que respecta a la Nota 9 al estado financiero adjunto que es al
5 de abril de 2019

Jagüel de los Machos y 25 de Mayo – Medanito SE

Estados combinados abreviados de ingresos y costos operativos directos

Por el período del 1 de enero de 2018 al 3 de abril de 2018 y por el año terminado el 31 de diciembre de 2017

Jagüel de los Machos y 25 de Mayo – Medanito SE

ESTADOS COMBINADOS ABREVIADOS DE INGRESOS Y COSTOS OPERATIVOS DIRECTOS

- Estados combinados de ingresos y costos operativos directos por el período del 1 de enero de 2018 al 3 de abril de 2018 y por el año terminado el 31 de diciembre de 2017
- Notas a los estados combinados abreviados de ingresos y costos operativos directos

Jagüel de los Machos y 25 de Mayo – Medanito SE

Estados Combinados de Ingresos y Costos Operativos Directos

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

	Notas	Período del 1 de enero de 2018 al 3 de abril de 2018	Año terminado el 31 de diciembre de 2017
Ingresos	6	39.796	150.867
Costos operativos directos	7	(18.213)	(78.674)
Ingresos en exceso a los costos operativos directos		**21.583**	**72.193**

Las notas que se acompañan son parte integral de estos estados combinados abreviados

Jagüel de los Machos y 25 de Mayo – Medanito SE

NOTAS A LOS ESTADOS COMBINADOS ABREVIADOS DE INGRESOS Y COSTOS OPERATIVOS DIRECTOS

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, excepto donde se indique lo contrario)

1. INFORMACIÓN GENERAL Y OBJETO DE LA PREPARACIÓN DE LOS ESTADOS FINANCIEROS

El 16 de enero de 2018, Vista Oil & Gas S.A.B. de C.V. (en adelante, "Vista" o la "Compañía") y Pampa Energía S.A. ("Pampa") firmaron un acuerdo (el "Acuerdo de Compra") para adquirir una participación directa del 100% en las concesiones de explotación petrolera Jagüel de los Machos y 25 de Mayo-Medanito SE ubicadas en la Cuenca Neuquina en la Provincia de Río Negro, Argentina (en adelante, las "Propiedades").

El 4 de abril de 2018, tras el cumplimiento de las condiciones establecidas en el Contrato de Compra, se llevó a cabo el cierre de la adquisición de las Propiedades. En la misma fecha, Vista asignó todos los derechos y obligaciones de dicho acuerdo a su subsidiaria Petrolera Entre Lomas S.A. (actualmente Vista Oil & Gas Argentina S.A.) para que esta entidad realice la compra.

Las principales características de las Propiedades son:

Área	Provincia	Operador	Fecha límite del Contrato de Concesión
Jagüel de los Machos	Río Negro	Vista Oil & Gas Argentina S.A. (1)	13/09/2025
25 de Mayo - Medanito SE	Río Negro	Vista Oil & Gas Argentina S.A. (1)	27/10/2026

(1) Anteriormente conocida como Petrolera Entre Lomas S.A.

Estos estados combinados abreviados de ingresos y costos operativos directos por el período del 1 de enero de 2018 al 3 de abril de 2018 (fecha de pre-adquisición) y para el año terminado el 31 de diciembre de 2017 (en conjunto, los “estados combinados abreviados”) fueron preparados para su presentación ante la Bolsa Mexicana de Valores y constituyen una traducción al idioma español de los estados combinados abreviados originalmente preparados en idioma inglés en cumplimiento de la Regla 3-05 "Estados financieros de negocios adquiridos o por adquirir" del Reglamento S-X de la Comisión de Bolsa y Valores de los Estados Unidos de Norteamérica ("SEC", por sus siglas en inglés), para su inclusión por parte de Vista, la actual propietaria indirecta de estas concesiones, en una Declaración de Registro que se presentará ante la SEC.

Los presentes estados combinados abreviados se han preparado según el principio de lo devengado de acuerdo con los Principios de Contabilidad Generalmente Aceptados en los Estados Unidos de Norteamérica aplicables a los estados financieros combinados abreviados. Los presentes estados combinados abreviados no se han preparado con la intención de ser una presentación completa de los ingresos y gastos de las Propiedades de acuerdo con los Principios de Contabilidad Generalmente Aceptados en los Estados Unidos de Norteamérica.

2. BASES DE PREPARACIÓN

Los presentes estados abreviados combinados han sido derivados de los registros contables históricos de Pampa, el anterior propietario de estas concesiones, atribuidas a las Propiedades sobre la base de las políticas y procedimientos contables descritos en la Nota 3. Históricamente, las Propiedades no eran entidades legales independientes o subsidiarias de Pampa y no funcionaban ni estaban contabilizadas como negocios independientes y, por lo tanto, constituían una parte integral de Pampa. Pampa no mantuvo cuentas independientes para las Propiedades, necesarias para preparar los estados financieros completos. Por lo tanto, la preparación de estados financieros completos para las Propiedades, como lo requiere el Reglamento S-X de la SEC, no ha sido practicable.

Los presentes estados combinados abreviados incluyen los ingresos de la producción de petróleo y gas y los costos directos de operación asociados con la participación en las Propiedades. Los estados combinados abreviados de ingresos y costos operativos directos adjuntos, difieren de un estado de resultados completo de acuerdo con los Principios de Contabilidad Generalmente Aceptados en los Estados Unidos, ya que no

reflejan ciertos gastos indirectos en los que se incurrió en relación con la titularidad y operación de la participación en las Propiedades, incluyendo, pero no limitándose a gastos generales y administrativos, ingresos o gastos por intereses, impuestos sobre los ingresos brutos e impuesto sobre la utilidad. Estos costos no se asignaron por separado a las participaciones en las Propiedades en los registros contables de Pampa. Adicionalmente, si la asignación de dichos costos a las Propiedades se efectuara teniendo en cuenta su estructura histórica, impositiva, general y de administración, no se podría generar una distribución representativa de su rendimiento histórico como si hubieran sido propiedad de Vista debido a las diferencias en la estructura y dimensión de las operaciones de Vista y Pampa. Los presentes estados combinados abreviados de ingresos y costos operativos directos tampoco incluyen provisiones por depreciación, agotamiento, amortización y acumulación, ya que tales montos no serían indicativos de los costos en los que Vista incurriría en la asignación del precio de compra pagado por la participación en las Propiedades. Además, no se ha presentado un estado de situación financiera para las participaciones en las Propiedades porque las propiedades adquiridas no se contabilizaron como subsidiarias o divisiones separadas de Pampa, los estados financieros completos no están disponibles, y los saldos de capital de trabajo relacionados no están segregados ni su obtención es practicable. En consecuencia, los estados combinados abreviados de ingresos y costos operativos directos de las Propiedades se presentan en lugar de los estados financieros completos requeridos por la Regla 3-05 del Reglamento S-X de la SEC.

Los presentes estados combinados abreviados no son indicativos de los resultados de las operaciones para la participación en las Propiedades en un futuro.

Los estados de flujos de efectivo no se presentan, ya que Pampa no dispone de dicha información para las Propiedades adquiridas, dado que no operaban como negocios o entidades legales separadas.

Los flujos de efectivo requeridos por las Propiedades fueron financiados por Pampa y las funciones de administración de efectivo no se realizaron a nivel de las Propiedades.

Dado que toda la producción se entregó a Pampa y que no hubo ventas de petróleo y gas a terceros por el período del 1 de enero de 2018 al 3 de abril de 2018 y por el año terminado el 31 de diciembre de 2017 y los flujos de efectivo de las actividades operativas y los costos operativos son administrados y pagados de manera centralizada por la tesorería central de Pampa, no es posible preparar información relacionada con los flujos de efectivo de las actividades operativas.

Las Propiedades no tuvieron actividades de inversión y financiamiento separadas para el período del 1 de enero de 2018 al 3 de abril de 2018 y para el año finalizado el 31 de diciembre de 2017.

Comparabilidad - Estacionalidad de las operaciones

Los estados combinados de ingresos y costos operativos directos por el período del 1 de enero de 2018 al 3 de abril de 2018 y por el año terminado el 31 de diciembre de 2017 corresponden a un período intermedio y a un año fiscal completo, respectivamente.

Debido a la naturaleza estacional de las operaciones, generalmente se esperan mayores ingresos y ganancias operativas en el segundo y tercer trimestre del año que en el primer y último trimestre. Las mayores ventas durante el período de abril a agosto se atribuyen principalmente al aumento de la demanda debido al invierno en Argentina. Esta información se proporciona para permitir una mejor comprensión de los resultados, sin embargo, la administración ha llegado a la conclusión de que las operaciones no están sujetas a variaciones estacionales significativas de acuerdo con la Sección ASC 270.

La información para el período del 1 de enero de 2018 al 3 de abril de 2018 no debe interpretarse como representativa de la información para un año completo de operaciones ni útil para fines comparativos con el año terminado el 31 de diciembre de 2017.

Asignaciones

Los presentes estados combinados abreviados reflejan los ingresos y los costos operativos directos específicamente atribuibles a las Propiedades. Los ingresos y costos operativos de las propiedades fueron directamente identificables y no se consideró necesario realizar asignaciones a cada una de ellas. Los gastos se registraron directamente en los centros de costos de las Propiedades en función de un proyecto específico o identificación de uso.

Los estados abreviados combinados también omiten otra información comparativa y ciertas revelaciones requeridas por los Principios de Contabilidad Generalmente Aceptados en los Estados Unidos.

Moneda Extranjera

Los presentes estados combinados abreviados se presentan en dólares estadounidenses, que también es la moneda funcional y de presentación de las Propiedades. Todos los valores fueron expresados en miles (miles de dólares estadounidenses), salvo que se indique lo contrario.

Según los Principios de Contabilidad Generalmente Aceptados en los Estados Unidos, las empresas deben definir su moneda funcional de acuerdo con los criterios establecidos por ASC 830 "Asuntos de moneda extranjera", que pueden diferir de su moneda de reporte.

Las transacciones en moneda extranjera se convierten a la moneda funcional al tipo de cambio promedio mensual.

3. RESUMEN DE LAS POLÍTICAS CONTABLES SIGNIFICATIVAS

Las políticas contables se han aplicado de manera consistente para el período del 1 de enero de 2018 al 3 de abril de 2018 y para el año terminado el 31 de diciembre de 2017.

A continuación, se presenta un resumen de las políticas contables significativas vigentes, aplicadas en la preparación de los presentes estados combinados abreviados:

Uso de estimaciones

La preparación de estos estados abreviados de acuerdo con los Principios de Contabilidad Generalmente Aceptados en los Estados Unidos requiere que la administración realice ciertas estimaciones y supuestos que afectan los montos informados. Las estimaciones y los supuestos asociados se basan en la experiencia histórica, los juicios de valor complejos y otros factores variados que se consideran razonables en estas circunstancias, pero que son intrínsecamente inciertos e impredecibles. Las estimaciones y los supuestos se evalúan continuamente y se basan en la experiencia de la administración y otros factores, incluidas las expectativas de eventos futuros que se consideran razonables en estas circunstancias. Estas estimaciones y supuestos subyacentes pueden afectar a todos los elementos de estos estados abreviados. Los resultados actuales podrían diferir de estas estimaciones y los montos podrían resultar materiales.

Reconocimiento de Ingresos

Los ingresos de petróleo y gas incluidos en estos estados abreviados se registran según el método de participación directa, según el cual el 100% de los ingresos correspondientes al período del 1 de enero de 2018 al 3 de abril de 2018 y el 99,4% del año terminado el 31 de diciembre de 2017 se basan principalmente en los volúmenes efectivamente entregados a Pampa.

La administración aplica las disposiciones de la ASC 606 para el reconocimiento de ingresos por contratos con clientes. Las ventas de petróleo crudo y gas natural se incluyen en ingresos cuando las obligaciones de desempeño se cumplen de acuerdo a los términos acordados en los contratos. Las obligaciones de desempeño incluyen principalmente la entrega de petróleo y gas en un punto de entrega, según lo negociado dentro de cada contrato. Cada barril de petróleo, millones de Btu (MMBtu) de gas natural u otra unidad de medida es identificable por separado y representa una obligación de desempeño distinta a la que se asigna al precio de la transacción. Las obligaciones de desempeño se cumplen en un momento dado una vez que el control del producto se ha transferido al cliente. La administración considera que la entrega de hidrocarburos a la refinería de Pampa es el punto de transferencia de control.

La administración ha concluido que las Propiedades actúan como titulares en las transacciones de venta, ya que normalmente controlan los bienes antes de ser transferidos a Pampa.

Los ingresos distintos de las entregas de petróleo y gas corresponden a servicios que se reconocen por referencia a la prestación de tratamiento, almacenamiento y transporte de petróleo crudo y se determinan

multiplicando las tarifas establecidas en los respectivos acuerdos por las unidades entregadas (metros cúbicos tratados, almacenados y transportados) en el mes correspondiente.

Los ingresos se derivan de empresas con sede en Argentina.

Costos directos

Los costos operativos directos se reconocen cuando se incurren y consisten en los gastos directos de operación de las Propiedades. Los costos operativos directos incluyen gastos de operación, procesamiento y transporte. Los costos operativos incluyen salarios y contribuciones sociales, impuestos municipales y provinciales distintos del impuesto sobre los ingresos brutos, seguros, honorarios y compensación por servicios, consumo de materiales y reparaciones, transporte, regalías, servidumbres y cánones, costos ambientales, energía, combustibles y lubricantes y otros gastos relacionados. Los costos operativos también incluyen costos directamente asociados con el personal, seguros y servicios de apoyo relacionados a las actividades de producción de petróleo y gas.

4. TRANSACCIONES CON PARTES RELACIONADAS

Concentración de los clientes: la producción de las Propiedades se entregó completamente a Pampa y representa aproximadamente el 100% del total de ingresos para el período del 1 de enero de 2018 al 3 de abril de 2018 y el 99.4% para el año terminado el 31 de diciembre de 2017. Los ingresos por la entrega de la producción a Pampa se determinaron sobre la base de las asignaciones entre segmentos de Pampa, que se basaron en precios generalmente equivalentes a los precios del mercado.

Desde el 4 de abril de 2018, la producción de las Propiedades está totalmente asignada a Vista Oil & Gas Argentina S.A. (anteriormente Petrolera Entre Lomas S.A.) y se vende a partes no relacionadas.

5. COMPROMISOS Y PASIVOS CONTINGENTES

Compromisos

A la fecha de emisión de estos estados financieros combinados abreviados, el propietario de las concesiones 25 de Mayo-Medanito y Jagüel de los Machos se comprometió a perforar y completar 22 pozos de desarrollo, 5 pozos de avanzada y 2 pozos exploratorios durante el período de 2018 a 2020 por un costo estimado para cumplir con este compromiso de US$ 47 millones. Además, el propietario se comprometió a realizar 19 reparaciones de pozos y abandonar 22 pozos durante dicho período por un costo estimado para cumplir con este compromiso de US$ 13,9 millones.

Pasivos contingentes

Las actividades de las Propiedades están sujetas a reclamos potenciales y litigios en el curso ordinario de su negocio. La administración de las Propiedades, después de consultar con el asesor legal, confirma que no tiene conocimiento de ningún compromiso o contingencia legal, ambiental o de otro tipo que pudiera tener un efecto adverso importante en las operaciones de las Propiedades ni en estos estados abreviados.

6. INGRESOS

Composición de los ingresos:

Tipo de productos	Período del 1 de enero de 2018 al 3 de abril de 2018	Año terminado el 31 de diciembre de 2017
Ingresos por ventas de petróleo crudo	35.297	134.992
Ingresos por ventas de gas natural	3.794	10.850
Ingresos por servicios	705	5.025
Ingresos Totales	39.796	150.867

7. COSTOS OPERATIVOS DIRECTOS

Composición de los costos operativos directos:

	Para el período comprendido entre el 1 de enero de 2018 y el 3 de abril de 2018	Para el año terminado 31 de diciembre de 2017
Salarios y contribuciones sociales	813	3.798
Impuestos, tasas y contribuciones	-	88
Seguros	60	103
Honorarios y compensación por servicios	7.744	37.512
Consumo de materiales y reparaciones	2.021	8.321
Transporte	791	2.109
Regalías, servidumbres y cánones	6.556	25.182
Costos ambientales	186	1.342
Energía, combustible y lubricantes	29	83
Otros	11	136
Total	18.213	78.674

8. HECHOS POSTERIORES

La Compañía ha evaluado eventos y transacciones posteriores para un posible reconocimiento o divulgación hasta el 23 de enero de 2019, fecha en que estos estados abreviados se encontraban disponibles para su emisión. No se han producido eventos o transacciones hasta esa fecha que requieran divulgación, aparte de los ya incluidos en estos estados abreviados.

9. INFORMACIÓN SUPLEMENTARIA DE RESERVAS DE PETRÓLEO Y GAS (NO AUDITADA)

La siguiente información sobre las actividades de petróleo y gas se ha preparado de acuerdo con la metodología prescrita por el consejo de normas de contabilidad financiera ("FASB") Codificación de las normas de contabilidad ("ASC") No. 932 "Actividades extractivas - Petróleo y gas", según la enmienda de Actualización de normas contables ("ASU") 2010.03 "Estimación y revelación de reservas de petróleo y gas" Emitido por FASB en enero de 2010 para alinear los requisitos actuales de estimación y divulgación con los requisitos establecidos en las reglas e interpretaciones finales de la SEC, publicadas el 31 de diciembre de 2008, medida aplicable a los estados combinados abreviados de ingresos y costos operativos directos adjuntos. Por lo tanto, no hay revelaciones relacionadas con el costo incurrido, costos capitalizados y los resultados de las operaciones. Esta información incluye las actividades de petróleo y gas de las Propiedades en Argentina.

Cantidades estimadas de volúmenes técnicos probados de petróleo y gas

Gaffney, Cline y Asociados realizaron una auditoría de reservas para todas las Propiedades de acuerdo con la Regla 4-10 de la Regulación S-X, promulgada por la SEC, y de acuerdo con las disposiciones de divulgación de reservas de petróleo y gas del ASC Topic 932 de FASB. La información relacionada con las reservas de hidrocarburos incluida en las siguientes secciones se refiere a dichos bienes.

Las reservas probadas de petróleo y gas son aquellas cantidades de petróleo y gas que, por análisis de geociencia y datos de ingeniería, pueden estimarse con una garantía razonable para que sean económicamente producibles -desde una fecha determinada en adelante, en reservorios conocidos y bajo las condiciones económicas existentes, métodos de operación y regulaciones del gobierno- antes del momento en que expiren los contratos que acreditan el derecho a operar, a menos que la evidencia indique que la renovación es razonablemente segura, independientemente de si se utilizan métodos deterministas o probabilísticos para la estimación. El proyecto para extraer los hidrocarburos debe haber comenzado o el operador debe estar razonablemente seguro de que comenzará el proyecto dentro de un tiempo razonable.

En algunos casos, se pueden requerir inversiones sustanciales en pozos nuevos e instalaciones relacionadas para recuperar las reservas probadas.

La compañía entiende que sus estimaciones de los volúmenes de reservas probadas recuperables de petróleo y gas son razonables y que dichas estimaciones se han preparado de acuerdo con las normas de la SEC, las cuales están sujetas a las normas de la SEC y la ASC 932, tal como fuera enmendada. En consecuencia los precios del crudo solían determinar que las reservas probadas fueron el promedio del proceso durante el período de 12 meses anterior a la fecha de finalización del 3 de abril de 2018 y el 31 de diciembre de 2017, determinado como un promedio aritmético no ponderado del precio del primer día del mes para cada mes dentro de dichos periodos. Además, dado que no hay precios de gas natural en el mercado de referencia disponibles en Argentina, Pampa utilizó los precios del gas durante el año para determinar sus reservas de gas.

La estimación de las propiedades al 31 de diciembre de 2017 y al 1 de enero de 2017 fue auditada por Gaffney, Cline & Associates. Gaffney, Cline & Associates es una consultora independiente de ingeniería petrolera. La auditoría independiente cubrió las reservas estimadas ubicadas en las áreas operadas por Pampa, Gaffney, Cline & Associates auditó las estimaciones de reservas probadas de petróleo y gas natural de acuerdo con la regla 4-10 de la Regulación S-X, promulgada por la SEC, y de conformidad con las disposiciones de divulgación de reservas de petróleo y gas del ASC Tópico 932 de la FASB. Proporcionamos toda la información requerida durante el curso del proceso de auditoría a la satisfacción de Gaffney, Cline & Associates.

Las estimaciones de reservas, así como los perfiles de producción futuros, a menudo son diferentes de las cantidades de hidrocarburos que finalmente se recuperan. La precisión de dichas estimaciones depende, en general, de los supuestos en los que se basan las mismas.

Las regalías pagaderas a las Provincias no se han deducido de las reservas probadas informadas. El gas incluye las ventas y consumos de gas.

Los volúmenes de líquidos de hidrocarburos representan el aceite de cruce, el condensado, la gasolina y el GLP que se recuperan en la separación en el campo y en el procesamiento de la planta y se reportan en millones de barriles de tanque de reserva (MMBbl). Los volúmenes de gas natural representan las ventas de gas esperadas y el uso de combustible en el campo, y se reportan en mil millones (109) de pies cúbicos estándar (Bcf) en condiciones estándar de 14.7 psia y 60° F. Los volúmenes de gas son el resultado de la separación y el procesamiento en el campo, que se reducen por inyección, ignición y encapsulado e incluyen el volumen de gas consumido en el campo para las operaciones de producción.

La siguiente tabla muestra los líquidos estimados (incluidos los líquidos de petróleo crudo, condensado y gas natural) y las reservas probadas de gas natural al 31 de diciembre de 2017.

	Petróleo crudo, Condensado **MMBbl [2]**	**Consumo más ventas de gas natural** **MMSCF [2]**	**Total** **MMBoe [2]**
Reservas probadas desarrolladas y no desarrolladas			
Reservas probadas al 1 de enero de 2017	12,08	11.866	14,20
Reservas no desarrolladas probadas al 1 de enero de 2017	1,63	1.452	1,88
Al inicio del año - 1 de enero de 2017	**13,71**	**13.318**	**16,08**
Aumento (disminución) atribuible a:			
Extensiones y descubrimientos	-	-	-
Revisiones de estimaciones anteriores [1]	1,43	2.639	1,90
Adquisición de reservas probadas	-	-	-

Producción	(2,57)	(3.078)	(3,12)
Al cierre del año - 31 de diciembre de 2017	**12,57**	**12.879**	**14,86**
Reservas desarrolladas probadas al 31 de diciembre de 2017	11,42	11.704	13,50
Reservas no desarrolladas probadas al 31 de diciembre de 2017	1,15	1.175	1,36

(1) Debido a un mejor rendimiento esperado del pozo.

(2) Los volúmenes de líquidos se reportan en millones de barriles (MMBbl) y los volúmenes de gas de ventas se reportan en millones de pies cúbicos estándar (MMSCF) en condiciones estándar de 14,7 psia y 60 grados Fahrenheit. El volumen equivalente de líquido total se informa en millones de barriles de petróleo equivalente (MMBoe), y el gas se convierte suponiendo que 5.615 SCF de gas es igual a una unidad de líquido de Bbl. No incluimos cifras por separado de reservas de líquidos del gas natural (NGL) ya que no poseemos ninguna reserva de NGL a las fechas 1 de enero de 2017 y 31 de diciembre de 2017. El consumo de gas natural se estima en 5,5% de los volúmenes de gas natural (consumo más ventas de gas natural) al 1 de enero de 2017, y 5.9% al 31 de diciembre de 2017 en Jagüel de los Machos y 18,4% al 1 de enero de 2017, y 18.2% al 31 de diciembre de 2017 en 25 de Mayo - Medanito SE.

La siguiente tabla muestra los líquidos estimados (incluidos los líquidos de petróleo crudo, condensado y gas natural) y los volúmenes técnicos probados de gas al 3 de abril de 2018.

	Petróleo crudo, Condensado	**Consumo más ventas de gas natural**	**Total**
	MMBbl [(2)]	**MMSCF [(2)]**	**MMBoe [(2)]**
Volúmenes técnicos probados desarrollados y no desarrollados			
Reservas desarrolladas probadas al 31 de diciembre de 2017	11,42	11.704	13,50
Reservas no desarrolladas probadas al 31 de diciembre de 2017	1,15	1.175	1,36
Al inicio del período - 31 de diciembre de 2017	**12,57**	**12.879**	**14,86**
Aumento (disminución) atribuible a:			
Extensiones y descubrimientos	-	-	-
Revisiones de estimaciones anteriores [(1)]	-	81	0.01
Adquisición de reservas probadas			
Producción	(0,63)	(740)	(0,76)
Al cierre del período - 3 de abril de 2018	**11,94**	**12.220**	**14,11**
Reservas desarrolladas probadas al 3 de abril de 2018	10,80	11.019	12,76
Reservas no desarrolladas probadas al 3 de abril de 2018	1,14	1.201	1,36

(1) Debido a un mejor rendimiento esperado del pozo.

(2) Los volúmenes de líquidos se reportan en millones de barriles (MMBbl) y los volúmenes de gas de ventas se reportan en millones de pies cúbicos estándar (MMSCF) en condiciones estándar de 14,7 psia y 60 grados Fahrenheit. El volumen equivalente de líquido total se informa en millones de barriles de petróleo equivalente (MMBoe), y el gas se convierte suponiendo que 5.615 SCF de gas es igual a una unidad de líquido de Bbl. No incluimos cifras por separado de reservas de líquidos del gas natural (NGL) ya que no poseemos ninguna reserva de NGL a las fechas 31 de diciembre de 2017 y 3 de abril de 2018. El consumo de gas natural se estima en 6,2% de los volúmenes de gas en Jagüel de los Machos y 17,5% en 25 de Mayo - Medanito SE. El volumen equivalente de líquido total se informa en millones de barriles de petróleo equivalente (MMBoe), y el gas se convierte suponiendo que 5.615 SCF de gas es igual a una unidad de líquido de Bbl. El consumo de gas natural se estima en 5,9% de los volúmenes de gas natural (consumo más ventas de gas natural) al 31 de diciembre de 2017,

y 6.2% al 3 de abril de 2018 en Jagüel de los Machos y 18,2% al 31 de diciembre de 2017, y 17.5% al 3 de abril de 2018 en 25 de Mayo - Medanito SE.

Medida estandarizada de flujos de efectivo netos futuros descontados

La siguiente tabla muestra los flujos de efectivo futuros estimados de la producción futura de reservas probadas desarrolladas y no desarrolladas de petróleo crudo, condensado y gas natural. Tal como lo prescriben las normas de la SEC sobre la modernización de los informes de petróleo y gas y la ASC 932 de la Codificación de las Normas de Contabilidad (ASC) de FASB relacionadas con las Actividades Extractivas - Petróleo y Gas (anteriormente SF AS no. 69 Divulgaciones sobre actividades de Producción de Petróleo y Gas) tales flujos efectivos netos futuros se estimaron utilizando el promedio de doce meses del precio de referencia del primer día del mes ajustado por las diferencias de ubicación y calidad del hidrocarburo. Los costos de desarrollo y abandono futuros incluyen los costos estimados de perforación, las instalaciones de desarrollo y explotación y los costos de abandono. Estos costos de desarrollo futuro fueron estimados en base a las evaluaciones hechas por Pampa. El impuesto a la renta futuro se calculó aplicando las tasas impositivas legales vigentes en Argentina, en cada período.

Estas medidas estandarizadas no tienen la intención de, y no deben interpretarse como, representativas del valor de mercado de las reservas de la Compañía. El propósito de esta información es proveer una medida estandarizada a los usuarios de los estados financieros para comparar diferentes compañías y que puedan efectuar ciertas proyecciones. Es importante destacar que esta información no incluye, entre otras cosas, el efecto de los cambios futuros en los costos y en las tasas impositivas, sobre la cual la experiencia pasada indica que sea probable que ocurran, así como el efecto de los flujos futuros de fondos de reservas que no han sido aún clasificadas como reservas probadas, ni así como del factor de descuento más representativo del valor tiempo del dinero y del riesgo inherente a la producción de gas y petróleo. Estos cambios futuros podrían tener un impacto significativo en los flujos de fondos futuros detallados más abajo. Por todos estos motivos, esta información no necesariamente indica la percepción que la Compañía tiene sobre los flujos de fondos futuros descontados provenientes de las reservas de hidrocarburos.

La información sobre la medida estandarizada de los flujos de efectivo netos futuros descontados en relación con las reservas probadas se detalla más abajo:

Millones US$	**3 de abril de 2018**	**31 de diciembre de 2017**	**1 de enero de 2017**
Flujos futuros de efectivo	705	741	944
Costos futuros de producción	(513)	(520)	(535)
Costos futuros de desarrollo y abandono	(36)	(36)	(78)
Impuesto futuro a las utilidades	(17)	(26)	(81)
Flujos de efectivo futuros no descontados, netos	**139**	**159**	**250**
10% de descuento anual	(33)	(34)	(71)
Medida estandarizada de flujos de efectivo futuros descontados, netos	**106**	**125**	**179**

La medida estandarizada de los flujos de efectivo netos futuros descontados (descontados al 10%) de la producción de reservas probadas se desarrolló de la siguiente manera:

3) Se realizó una estimación de la cantidad de volúmenes técnicos probados y los períodos futuros en los que se espera que se produzcan en función de las condiciones económicas de final de año.

4) Los flujos de ingresos por ventas brutos futuros se redujeron según los costos operativos futuros estimados y los costos de abandono y desarrollo futuros, los cuales se basaron en los costos actuales vigentes al 31 de diciembre del año presentado y se mantuvieron constantes durante toda la vida de las Propiedades.

Cambios en la medida estandarizada de flujos de efectivo netos futuros descontados

La información presentada no debe ser considerada como representativa de los flujos de fondos esperados de, o del valor corriente de, las reservas probadas existentes, dado que el cómputo involucra estimaciones y juicios de valor significativos. La proyección de producción requerida y los gastos relacionados a lo largo del tiempo requieren

estimaciones adicionales con respecto a la disponibilidad de los ductos, tasas de demanda y el control gubernamental. Los precios y costos futuros reales es probable que sean sustancialmente diferentes que los precios y costos utilizados en los montos informados más arriba. Cualquier análisis o evaluación de los montos reportados debería dar un reconocimiento específico a los métodos utilizados y a las limitaciones inherentes relacionadas.

A continuación, se resumen las principales fuentes de cambio en la medida estandarizada de los flujos de efectivo netos futuros descontados:

Millones US$	**Año terminado el 31 de diciembre de 2017**
Medida estandarizada de flujos de efectivo netos futuros descontados al inicio del año	**179**
Variación neta en precios de venta y costos de producción relacionados con la producción futura [1]	(104)
Variación neta por revisiones en estimaciones de cantidad	17
Actualización del descuento	27
Cambios en las tasas de producción y otros	2
Ventas de petróleo crudo, GLN y gas natural producido, neto de los costos de producción	(72)
Costos de desarrollo estimados previamente incurridos	32
Variación neta en el impuesto a la utilidad [2]	44
Variación en la medida estandarizada de flujos de efectivo futuros descontados del año	(54)
Medida estandarizada de flujos de efectivo futuros descontados al final del año	125

3) Impulsado principalmente por una disminución en los precios del petróleo vigentes de 64.2 US $ / bbl al final del año 2016 a 54.22 US $ / bbl al final del año 2017.

4) Debido a un cambio en la tasa de impuesto a la utilidad que fue introducido por la reforma tributaria antes mencionada y una reducción de las entradas de efectivo esperadas para el año terminado el 31 de diciembre de 2017. Dicha reforma fiscal reduce la tasa del impuesto a la utilidad para las empresas argentinas por ganancias no distribuidas del 35% al 30% para los ejercicios fiscales que comienzan desde el 1 de enero de 2018 hasta el 31 de diciembre de 2019, y hasta el 25% para los ejercicios que comienzan desde el 1 de enero de 2020.

Millones US$	**Período terminado el 3 de abril de 2018**
Medida estandarizada de flujos de efectivo netos futuros descontados al inicio del año	**125**
Variación neta en precios de venta y costos de producción relacionados con la producción futura	-
Variación neta en costos estimados de desarrollo futuro	-
Variación neta por revisiones en estimaciones de cantidad	
Actualización del descuento	3
Cambios en las tasas de producción y otros [1]	(1)

Ventas de petróleo crudo, GLN y gas natural producido, neto de los costos de producción	(22)
Costos de desarrollo estimados previamente incurridos	-
Variación neta en el impuesto a la utilidad	-
Variación en la medida estandarizada de flujos de efectivo futuros descontados del año	(22)
Medida estandarizada de flujos de efectivo futuros descontados al final del año	106

(1) Menos de 0,5.

pwc

A los señores miembros del Consejo de Administración y Accionistas de
Vista Oil and Gas, S.A.B. de C.V.
Calle Volcán 150, Floor 5
Colonia Lomas de Chapultepec, Alcaldía Miguel Hidalgo
Ciudad de México, C.P. 11000
México

18 de julio de 2019

Estimado señor:

Respecto a los estados financieros de APCO Oil & Gas International, Inc. (Sucursal Argentina) ("APCO Sucursal Argentina") correspondientes al año que terminó el 31 de diciembre de 2017 y en cumplimiento con Disposiciones de Carácter General Aplicables a las Entidades y Emisoras Supervisadas por la Comisión Nacional Bancaria y de Valores que contraten Servicios de Auditoría Externa de Estados Financieros Básicos (las Disposiciones), emitidas el 26 de abril de 2018, manifiesto mi consentimiento para que Vista Oil and Gas, S.A.B. de C.V. (la Emisora), incluya en el Prospecto de Oferta Pública de Acciones a que hacen referencia el artículo 2o., fracción I, inciso m) de las Disposiciones de Carácter General Aplicables a las Emisoras de Valores y a Otros Participantes del Mercado de Valores, el Informe sobre los estados financieros de APCO Sucursal Argentina que al efecto emitimos con fecha 23 de enero de 2019.

Lo anterior, en el entendido de que previamente me cercioré de que la información financiera contenida en los estados financieros básicos de APCO Sucursal Argentina incluidos en el Prospecto, así como cualquier otra información financiera incluida en dicho documento cuya fuente provenga de los mencionados estados financieros básicos de APCO Sucursal Argentina o del dictamen que al efecto audite, coincide con la dictaminada, con el fin de que dicha información sea hecha del conocimiento público.

Price Waterhouse & Co. S.R.L.

Ezequiel Luis Mirazón (Socio)

pwc

INFORME DE LOS AUDITORES INDEPENDIENTES

A los señores miembros del Consejo de Administración de APCO Oil & Gas S.A.U.

Nuestra opinión calificada

En nuestra opinión, excepto por los efectos del asunto descrito en la sección "Bases para la opinión calificada", los estados financieros de APCO Oil & Gas International, Inc. (Sucursal Argentina) ("APCO Sucursal Argentina") presentan razonablemente, en todos sus aspectos significativos, la situación financiera de APCO Sucursal Argentina al 31 de diciembre de 2017 y al 1 de enero de 2017, sus resultados y otros resultados integrales, variaciones en cuenta con Casa Matriz y flujos de efectivo por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2017, de conformidad con las Normas Internacionales de Información Financiera emitidas por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad ("NIIF").

Los estados financieros que hemos auditado

Los estados financieros de APCO Sucursal Argentina que hemos auditado comprenden:

- el estado de situación financiera al 31 de diciembre de 2017 y al 1 de enero de 2017,
- el estado de resultados y otros resultados integrales por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2017,
- el estado de variaciones en cuenta con Casa Matriz por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2017,
- el estado de flujos de efectivo por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2017, y
- las notas a los estados financieros, las cuales incluyen un resumen de las políticas contables significativas aplicadas y otra información explicativa.

Bases para la opinión calificada

Como se menciona en la Nota 2.1., los estados financieros adjuntos no se presentan de acuerdo con la Norma Internacional de Información Financiera 1, *Adopción por Primera vez de las Normas Internacionales de Información Financiera*, ya que no incluyen cifras comparativas, lo que constituye un desvío a las Normas Internacionales de Información Financiera tal como fueran emitidas por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad.

Efectuamos nuestro examen de auditoría de acuerdo con las Normas Internacionales de Auditoría (NIAs). Nuestras responsabilidades, de acuerdo con dichas normas, se describen más adelante en este informe en la sección "Responsabilidades de los auditores por la auditoría de los estados financieros".

Consideramos que la evidencia de auditoría que hemos obtenido es suficiente y apropiada para sustentar nuestra opinión de auditoría.

Independencia

Somos independientes de APCO Sucursal Argentina de acuerdo con las disposiciones del Código de Ética para Profesionales de la Contabilidad del Consejo de Normas Internacionales de Ética para Contadores (IESBA por sus siglas en inglés). A su vez, hemos cumplido integralmente las demás responsabilidades éticas que corresponden de conformidad con dicho código.

Price Waterhouse & Co. S.R.L. es una firma miembro de la red global de PricewaterhouseCoopers International Limited (PwCIL). Cada una de las firmas es una entidad legal separada que no actúa como mandataria de PwCIL ni de cualquier otra firma miembro de la red.

pwc

Responsabilidad de la Dirección de APCO Sucursal Argentina por los estados financieros

La Dirección de APCO Sucursal Argentina es responsable por la preparación y presentación razonable de estos estados financieros de acuerdo con las NIIF y por el mantenimiento de un sistema de control interno que la Dirección considera adecuado para permitir la preparación de estados financieros libres de incorrecciones significativas, debidas a fraude o error.

Como parte del proceso de preparación de los estados financieros, la Dirección es responsable de evaluar la capacidad de APCO Sucursal Argentina para continuar como un negocio en marcha, y de efectuar en los estados financieros, cuando corresponda, las revelaciones relacionadas con el negocio en marcha y la utilización de las bases contables de negocio en marcha, salvo cuando la Dirección tenga la intención de liquidar APCO Sucursal Argentina o de discontinuar sus operaciones, o no tenga una alternativa realista para no hacerlo.

La Dirección de APCO Sucursal Argentina es responsable de la supervisión del proceso de preparación de los estados financieros de APCO Oil & Gas International, Inc. (Sucursal Argentina).

Responsabilidades del auditor por la auditoría de los estados financieros

Nuestro objetivo es obtener una seguridad razonable sobre si los estados financieros, en su conjunto, se encuentran libres de incorrecciones significativas, debido a fraude o error, y emitir un informe de auditoría que incluya nuestra opinión de auditoría sobre los mismos. Seguridad razonable constituye un grado elevado de seguridad, pero no garantiza que una auditoría conducida de acuerdo con NIAs siempre identifique incorrecciones significativas en los estados financieros, cuando estas existan. Las incorrecciones pueden surgir debido a fraude o a error, y se consideran significativas si, individualmente o de forma conjunta, puede razonablemente esperarse que influyan o afecten las decisiones que los usuarios adopten sobre la base de estos estados financieros.

Como parte de un proceso de auditoría conducido de acuerdo con NIAs, nosotros aplicamos nuestro juicio profesional y mantenemos una actitud de escepticismo profesional durante toda su ejecución.

Asimismo:

- Identificamos y evaluamos el riesgo que existan errores significativos en los estados financieros, debido, ya sea, a fraudes o a equivocaciones, diseñamos y aplicamos procedimientos de auditoría para responder a dichos riesgos y obtenemos evidencia de auditoría suficiente y adecuada para sustentar nuestra opinión. El riesgo de no identificar errores significativos en los estados financieros debido a un fraude es más elevado que en el caso de errores significativos originados por equivocaciones, dado que el fraude puede involucrar la existencia de colusiones, falsificaciones, omisiones deliberadas, manifestaciones intencionadamente incorrectas o apartamientos en el sistema de control interno.

- Obtenemos un entendimiento del sistema de control interno relevante para la auditoría con el propósito de diseñar los procedimientos de auditoría que sean adecuados en función de las circunstancias, pero no con la finalidad de expresar una opinión sobre la eficacia del sistema de control interno de APCO Sucursal Argentina.

- Evaluamos que las políticas contables adoptadas sean adecuadas, la razonabilidad de las estimaciones contables realizadas y la razonabilidad de la información revelada por la Dirección en los estados financieros.

- Concluimos sobre la adecuada utilización, por parte de la Dirección, de las bases contables de negocio en marcha, y de acuerdo con la evidencia de auditoría obtenida, concluimos sobre la existencia o no de una incertidumbre significativa relacionada con hechos o con condiciones que pueden generar dudas significativas sobre la capacidad de APCO Sucursal Argentina para continuar como un negocio en marcha. Si concluimos que existe una incertidumbre significativa, deberemos hacer énfasis en nuestro dictamen de auditoría sobre las revelaciones realizadas en los estados financieros sobre estos asuntos, o, si dichas revelaciones no son adecuadas, deberemos expresar una opinión de auditoría modificada. Nuestras conclusiones se basan en la evidencia de auditoría que hemos obtenido hasta la fecha de nuestro dictamen de auditoría. Sin embargo, hechos o condiciones que ocurran en forma posterior pueden ser causa que APCO Sucursal Argentina deje de ser un negocio en marcha.

- Evaluamos la presentación, estructura y contenido general de los estados financieros, y la información revelada en los mismos, y evaluamos si los estados financieros representan las transacciones y los hechos subyacentes de un modo que logran una representación fiel de los mismos.

Comunicamos a la Dirección de APCO Sucursal Argentina acerca de, entre otros asuntos, el alcance y la oportunidad de la ejecución de los procedimientos de auditoría planificados, los hallazgos significativos de auditoría identificados, así como de cualquier deficiencia significativa en el sistema de control interno que identificamos en el transcurso de nuestra auditoría.

Ciudad Autónoma de Buenos Aires, 23 de enero de 2019.

Ezequiel Luis Mirazón (Socio)

Price waterhouse & Co. S.R.L.

Price Waterhouse & Co. S.R.L.

Pistrelli, Henry Martin y Asociados S.R.L.
25 de mayo 487 - C1002ABI
Buenos Aires - Argentina

Tel: +54 11 4318 1600
Fax: +54 11 4510 2220
ey.com

Building a better working world

18 de julio de 2019.

Vista Oil & Gas, S.A.B. de C.V.
Calle Volcán 150, Piso 5
Colonia Lomas de Chapultepec, Alcaldía Miguel Hidalgo
C.P. 11000, Ciudad de México

En relación con lo dispuesto en el artículo 84 Bis de las Disposiciones de Carácter General Aplicables a las Emisoras de Valores y a Otros Participantes del Mercado de Valores publicadas en el Diario oficial de la Federación el 19 de marzo de 2003, según la misma se haya modificado de tiempo en tiempo (la "Circular Única de Emisoras"), así como, lo requerido por el artículo 39 de las Disposiciones de Carácter General Aplicables a las Entidades y Emisoras supervisadas por la Comisión Nacional Bancaria y de Valores que contraten servicios de Auditoría Externa de Estados Financieros Básicos ("Circular Única de Auditores Externos"), en mi carácter de Auditor Externo, socio de Pistrelli, Henry Martin y Asociados S.R.L., de Apco Oil & Gas International Inc. Sucursal Argentina y de Jagüel de los Machos y 25 de Mayo - Medanito SE, otorgo mi consentimiento para que Vista Oil & Gas, S.A.B. de C.V. incluya en el prospecto, los dictámenes sobre los estados financieros que al efecto emití correspondiente al período iniciado el 1° de enero de 2018 y finalizado el 3 de abril de 2018. Lo anterior, en el entendimiento de que previamente me cercioraré de que la información contenida en los estados financieros incluidos en el prospecto de que se trate, así como cualquier otra información financiera incluida en dichos documentos cuya fuente provenga de los mencionados estados financieros o de los dictámenes que al efecto presenté, coincida con la dictaminada, con el fin de que dicha información sea hecha del conocimiento público.

PISTRELLI, HENRY MARTIN Y ASOCIADOS S.R.L.

Miembro de Ernst & Young Global

G. Kurgansky

GUSTAVO A. KURGANSKY
Socio

Es miembro de Ernst & Young Global Limited

Pistrelli, Henry Martin y Asociados S.R.L.
25 de mayo 487 - C1002ABI
Buenos Aires - Argentina

Tel: +54 11 4318 1600
Fax: +54 11 4510 2220
ey.com

Building a better working world

INFORME DE LOS AUDITORES INDEPENDIENTES

A los Señores Directores de
APCO Oil & Gas S.A.U.:

Opinión con salvedad

Hemos auditado los estados financieros adjuntos de APCO Oil & Gas International Inc. Sucursal Argentina (la Sociedad) que comprenden el estado de situación financiera al 3 de abril de 2018, el estado del resultado y otro resultado integral , el estado de variaciones en la cuenta con Casa Matriz y el estado de flujos de efectivo correspondientes al período iniciado el 1° de enero y finalizado el 3 de abril de 2018, así como las notas explicativas de los estados financieros que incluyen un resumen de las políticas contables significativas.

En nuestra opinión, excepto por los efectos de la cuestión descripta en la sección *Fundamento de la opinión con salvedad* de nuestro informe, los estados financieros adjuntos presentan razonablemente, en todos los aspectos significativos, la situación financiera de APCO Oil & Gas International Inc. Sucursal Argentina al 3 de abril de 2018, así como sus resultados y flujos de efectivo correspondientes al período iniciado el 1° de enero y finalizado el 3 de abril de 2018, de conformidad con las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF).

Fundamento de la opinión con salvedad

Tal como se menciona en las notas 1.3 y 2.1 a los estados financieros adjuntos, la Sociedad ha omitido la presentación de cierta información comparativa en los estados del resultado y otro resultado integral, variaciones en la cuenta con la Casa Matriz y de flujos de efectivo, lo que constituye un incumplimiento de las NIIF.

Hemos llevado a cabo nuestra auditoría de conformidad con las Normas Internacionales de Auditoría (NIA). Nuestras responsabilidades de acuerdo con dichas normas se describen más adelante en la sección *"Responsabilidades del auditor en relación con la auditoría de los estados financieros"* de nuestro informe. Somos independientes de la Sociedad de conformidad con el *"Código de Ética para Profesionales de la Contabilidad"* emitido por el *Consejo de Normas Internacionales de Ética para Contadores* y hemos cumplido las demás responsabilidades de ética de conformidad con los requerimientos de dicho Código.

Consideramos que la evidencia de auditoría que hemos obtenido proporciona una base suficiente y adecuada para nuestra opinión con salvedad.

pok

Otra información

La otra información comprende la *"Información Suplementaria de Reservas de Petróleo y Gas"*, que se incluye en la Nota 30 de los estados financieros adjuntos, pero es distinta de esos estados financieros y del informe de auditoría correspondiente. Esta información fue originalmente presentada por la Sociedad a la Comisión de Bolsa y Valores de los Estados Unidos de Norteamérica (SEC por sus siglas en inglés), cuya regulación requiere que las entidades involucradas en actividades productivas de petróleo y gas presenten información suplementaria de sus reservas de petróleo y gas de conformidad con las revelaciones requeridas por los principios contables generalmente aceptados en Estados Unidos (US GAAP), para complementar los estados financieros. Dicha información, aunque no es parte de los estados financieros, es requerida por la SEC y la *Financial Accounting Standards Board* quienes consideran que es una parte esencial de la información financiera para colocar los estados financieros en un contexto operativo, económico o histórico apropiado. La Administración es responsable de la otra información.

Si bien las revelaciones incluidas en la otra información están de acuerdo con los US GAAP, los montos financieros que se presentan se basan en los estados financieros de la Sociedad y los registros contables subyacentes, que se preparan de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera emitidas por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad.

Nuestra opinión sobre los estados financieros no cubre la otra información y no expresamos ninguna forma de conclusión que proporcione un grado de seguridad sobre ésta.

En relación con nuestra auditoría de los estados financieros, nuestra responsabilidad es leer la otra información y, al hacerlo, considerar si existe una incongruencia significativa entra la otra información y los estados financieros o el conocimiento obtenido por nosotros en la auditoría, o si parece que existe una incorrección significativa en la otra información por algún otro motivo. Si, basándonos en el trabajo que hemos realizado, concluimos que existe una incorrección significativa en la otra información, estamos obligados a informar de ello. No tenemos nada que informar a este respecto.

Responsabilidades de la Administración de la Sociedad en relación con los estados financieros

La Administración es responsable de la preparación y presentación razonable de los estados financieros adjuntos de conformidad con las Normas Internacionales de Información Financiera, y del control interno que la Administración considere necesario para permitir la preparación de estados financieros libres de incorrecciones significativas, debida a fraude o error.

En la preparación de los estados financieros, la Administración es responsable de la valoración de la capacidad de la Sociedad de continuar como negocio en marcha, revelando, según corresponda, las cuestiones relacionadas con el negocio en marcha y utilizando la base contable de negocio en marcha excepto si la Administración tiene intención de liquidar la Sociedad o de cesar sus operaciones, o bien no exista otra alternativa realista.

La Administración de la Sociedad es responsable de la supervisión del proceso de información financiera de la Sociedad.

Responsabilidades del auditor en relación con la auditoría de los estados financieros

Nuestros objetivos son obtener una seguridad razonable de que los estados financieros en su conjunto están libres de incorrecciones significativas, debidas a fraude o error, y emitir un informe de auditoría que contiene nuestra opinión. Seguridad razonable es un alto grado de seguridad, pero no garantiza que una auditoría realizada de conformidad con las NIA siempre detecte una distorsión significativa cuando exista. Las incorreciones pueden deberse a fraude o error y se consideran significativas si, individualmente o en su conjunto, podría esperarse razonablemente que influyan en las decisiones económicas que los usuarios toman basándose en los estados financieros.

Como parte de una auditoría de acuerdo con las NIA, aplicamos nuestro juicio profesional y mantenemos una actitud de escepticismo profesional durante toda la auditoría. También:

- Identificamos y valoramos los riesgos de incorreciones significativas en los estados financieros, debidas a fraude o error, diseñamos y aplicamos procedimientos de auditoría para responder a dichos riesgos y obtenemos evidencia de auditoría suficiente y adecuada para proporcionar una base para nuestra opinión. El riesgo de no detectar una incorrección significativa debida a fraude es más elevado que en el caso de una incorreción significativa debida a error, ya que el fraude puede implicar colusión, falsificación, omisiones deliberadas, manifestaciones intencionadamente erróneas o la elusión del control interno.

- Obtenemos conocimiento del control interno relevante para la auditoría con el fin de diseñar procedimientos de auditoría que sean adecuados en función de las circunstancias y no con la finalidad de expresar una opinión sobre la eficacia del control interno de la Sociedad.

- Evaluamos lo adecuado de las políticas contables aplicadas y la razonabilidad de las estimaciones contables y la correspondiente información revelada por la Administración.

Building a better working world

- Concluimos sobre lo adecuado de la utilización, por la Administración, de la base contable de negocio en marcha y, basándonos en la evidencia de auditoría obtenida, concluimos sobre si existe o no una incertidumbre significativa relacionada con hechos o circunstancias que puedan generar dudas significativas sobre la capacidad de la Sociedad para continuar como negocio en marcha. Si concluimos que existe una incertidumbre significativa, se requiere que llamemos la atención en nuestro informe de auditoría sobre la correspondiente información revelada en los estados financieros o, si dichas revelaciones no son adecuadas, que expresemos una opinión modificada. Nuestras conclusiones se basan en la evidencia de auditoría obtenida hasta la fecha de nuestro informe de auditoría. Sin embargo, hechos o condiciones futuras pueden ser causa de que la Sociedad deje de continuar como negocio en marcha.

- Evaluamos la presentación global, la estructura y el contenido de los estados financieros, incluida la información revelada, y si los estados financieros representan las transacciones y hechos subyacentes de un modo que logran la presentación razonable.

Nos comunicamos con la Administración de la Sociedad en relación con, entre otros asuntos, el alcance y el momento de realización de la auditoría planificados y los hallazgos significativos de la auditoría, así como cualquier deficiencia significativa del control interno que identificamos en el transcurso de la auditoría.

También proporcionamos a la Administración de la Sociedad una declaración de que hemos cumplido los requerimientos de ética en relación con la independencia y comunicado con ellos acerca de todas las relaciones y demás asuntos de los que se puede esperar razonablemente que pueden afectar a nuestra independencia y, en su caso, las correspondientes salvaguardas.

El socio responsable de la auditoría es quien suscribe este informe.

PISTRELLI, HENRY MARTIN Y ASOCIADOS S.R.L.
Miembro de Ernst & Young Global

GUSTAVO A. KURGANSKY

Ciudad de Buenos Aires
23 de enero de 2019
salvo en lo que respecta a la Nota 30 a los estados financieros adjuntos que es al
5 de abril de 2019

APCO OIL AND GAS INTERNATIONAL INC. SUCURSAL ARGENTINA

Estados financieros al 3 de abril de 2018, al 31 de diciembre de 2017 y al 1 de enero de 2017 y por el período del 1 de enero de 2018 al 3 de abril de 2018 y por el año terminado el 31 de diciembre de 2017

APCO OIL AND GAS INTERNATIONAL INC. SUCURSAL ARGENTINA

Estados financieros al 3 de abril de 2018, al 31 de diciembre de 2017 y al 1 de enero de 2017 y por el período del 1 de enero de 2018 al 3 de abril de 2018 y por el año terminado el 31 de diciembre de 2017

ÍNDICE

• Estados de resultados y otros resultados integrales por el período del 1 de enero de 2018 al 3 de abril de 2018 y por el año terminado el 31 de diciembre de 2017

• Estados de situación financiera al 3 de abril de 2018, al 31 de diciembre de 2017 y al 1 de enero de 2017

• Estados de variaciones en cuenta con Casa Matriz por el período del 1 de enero de 2018 al 3 de abril de 2018 y por el año terminado el 31 de diciembre de 2017

• Estados de flujos de efectivo por el período del 1 de enero de 2018 al 3 de abril de 2018 y por el año terminado el 31 de diciembre de 2017

• Notas a los estados financieros al 3 de abril de 2018, al 31 de diciembre de 2017 y al 1 de enero de 2017 y por el período del 1 de enero de 2018 al 3 de abril de 2018 y por el año terminado el 31 de diciembre de 2017

Estados de resultados y otros resultados integrales por el período del 1 de enero de 2018 al 3 de abril de 2018 y por el año terminado el 31 de diciembre de 2017

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

	Notas	Período del 1 de enero de 2018 al 3 de abril de 2018	Año terminado el 31 de diciembre de 2017
Ingreso por ventas a clientes	5	17.690	66.059
Costo de ventas:			
Fluctuación del stock de petróleo crudo	6.1	786	(22)
Costos de operación	6.2	(6.868)	(32.261)
Depreciaciones, agotamiento y amortizaciones		(5.614)	(18.506)
Regalías		(2.909)	(11.371)
Utilidad bruta		**3.085**	**3.899**
Gastos de ventas	7	(789)	(3.302)
Gastos generales y de administración	8	(1.154)	(4.909)
Gastos de exploración	9	(26)	(148)
Pérdida por deterioro de propiedad, planta y equipo	12	(435)	(1.080)
Otros ingresos operativos	10.1	588	5.165
Otros gastos operativos	10.2	-	(69)
Utilidad/(pérdida) de operación		**1.269**	**(444)**
Ingresos por intereses	11.1	5	629
Gastos por intereses	11.2	(28)	(811)
Otros resultados financieros	11.3	128	3.541
Resultados financieros netos		**105**	**3.359**
Utilidad antes de impuestos		**1.374**	**2.915**
Gasto por impuesto a la utilidad	13	(2.813)	(3.642)
Pérdida del período/ejercicio		**(1.439)**	**(727)**
Otros resultados integrales			
Otros resultados integrales que no serán reclasificados a resultados en períodos posteriores			
- Pérdida por remedición relacionada con planes de beneficios definidos	20	-	(332)
- Beneficio por impuesto a la utilidad diferido	13	-	39
Otros resultados integrales que no serán reclasificados a resultados en períodos posteriores		-	**(293)**
Otros resultados integrales del período/ejercicio, neto del impuesto a la utilidad		**-**	**(293)**
Total resultados integrales del período/ejercicio		**(1.439)**	**(1.020)**

Las notas 1 a 30 son parte integral de estos estados financieros.

Estados de situación financiera al 3 de abril de 2018, al 31 de diciembre de 2017 y al 1 de enero de 2017

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

	Notas	Al 3 de abril de 2018	Al 31 de diciembre de 2017	Al 1 de enero de 2017
Activo				
Activos no corrientes				
Propiedad, planta y equipos	12	73.741	78.078	85.943
Activos intangibles		76	101	124
Cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar	14	24	29	130
Total activos no corrientes		**73.841**	**78.208**	**86.197**
Activos corrientes				
Inventarios	16	1.977	1.191	1.213
Otros activos financieros	15.1	-	19	-
Cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar	14	14.798	12.266	36.559
Efectivo y equivalentes de efectivo	17	6.755	7.241	9.033
Total activos corrientes		**23.530**	**20.717**	**46.805**
Total activos		**97.371**	**98.925**	**133.002**

Las notas 1 a 30 son parte integral de estos estados financieros.

Estados de situación financiera al 3 de abril de 2018, al 31 de diciembre de 2017 y al 1 de enero de 2017 (continuación)
(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

	Notas	Al 3 de abril de 2018	Al 31 de diciembre de 2017	Al 1 de enero de 2017
Cuenta con Casa Matriz y pasivo				
Cuenta con Casa Matriz				
Aportes de Casa Matriz	18.1	14.457	14.457	14.457
Cuenta opeartiva con Casa Matriz	18.3	65.156	65.156	89.885
Pérdidas acumuladas		(7.704)	(6.265)	(6.265)
Otros resultados integrales acumulados (pérdida)		(880)	(880)	(587)
Total cuenta con Casa Matriz		**71.029**	**72.468**	**97.490**
Pasivos				
Pasivo no corriente				
Pasivos por impuesto diferidos, netos	13	5.764	4.358	10.554
Provisiones	19	5.778	5.796	5.116
Obligación por planes de beneficios definidos, neta	20	1.514	1.473	1.372
Salario y contribuciones sociales por pagar		-	-	4
Total pasivo no corriente		**13.056**	**11.627**	**17.046**
Pasivos corrientes				
Provisiones	19	278	300	232
Préstamos bancarios	15.2	-	-	3.978
Salarios y contribuciones sociales por pagar	21	564	828	776
Impuesto a la utilidad por pagar	13	4.449	4.390	1.162
Otros impuestos y regalías por pagar	22	1.071	1.081	1.785
Cuentas por pagar y otras cuentas por pagar	23	6.924	8.231	10.533
Total pasivos corrientes		**13.286**	**14.830**	**18.466**
Total pasivos		**26.342**	**26.457**	**35.512**
Total cuenta con Casa Matriz y pasivos		**97.371**	**98.925**	**133.002**

Las notas 1 a 30 son parte integral de estos estados financieros.

Estados de variaciones en cuenta con la Casa Matriz por el período del 1 de enero de 2018 al 3 de abril de 2018 y por el año terminado el 31 de diciembre de 2017
(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

	Aportes de Casa Matriz	Cuenta operativa con Casa Matriz (Nota 18.3)	Ganancias / (Pérdidas) Acumuladas	Otros resultados integrales acumulados (pérdida)	Total cuenta con Casa Matriz
Saldos al 1 de enero de 2017	**14.457**	**89.885**	**(6.265)**	**(587)**	**97.490**
Pérdida del ejercicio	-	-	(727)	-	(727)
Otros resultados integrales (pérdida) del ejercicio	-	-	-	(293)	(293)
Total resultados integrales (pérdida)	**-**	-	**(727)**	**(293)**	**(1.020)**
- Asignación a favor de la Casa Matriz del préstamo a cobrar que la sucursal tiene con Pluspetrol S.A. (Nota 18.3)	-	(24.002)	-	-	(24.002)
- Transferencia desde Ganancias acumuladas a cuenta operativa con Casa Matriz	-	(727)	727	-	-
Saldos al 31 de diciembre de 2017	**14.457**	**65.156**	**(6.265)**	**(880)**	**72.468**
Pérdida del período	-	-	(1.439)	-	(1.439)
Total resultados integrales (pérdida)	**-**	**-**	**(1.439)**	**-**	**(1.439)**
Saldos al 3 de abril de 2018	**14.457**	**65.156**	**(7.704)**	**(880)**	**71.029**

Las notas 1 a 30 son parte integral de estos estados financieros.

Estados de flujos de efectivo por el período del 1 de enero de 2018 al 3 de abril de 2018 y por el año terminado el 31 de diciembre de 2017

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

	Período del 1 de enero de 2018 al 3 de abril de 2018	Año terminado el 31 de diciembre de 2017
Flujos de efectivo de las actividades de operación		
Pérdida neta del período / ejercicio	(1.439)	(727)
Ajustes para conciliar la pérdida del período / ejercicio con los flujos netos de efectivo provenientes de las actividades de operación:		
Depreciaciones y agotamiento	5.592	18.412
Amortización de activos intangibles	22	23
Pérdida por venta o disposición de propiedad, planta y equipo	37	224
Pérdida por deterioro de propiedad, planta y equipo	435	1.080
Recupero de reservas	(151)	(230)
Cargos por provisiones, netos	-	(19)
Intereses devengados	-	151
Descuento en la provisión de la obligación de taponamiento de pozos	86	287
Fluctuación cambiaria neta y otros resultados financieros	(400)	(1.411)
Impuesto a la utilidad devengado	2.813	3.642
Obligación por planes de beneficios definidos devengados	75	(693)
Cambios en activos y pasivos operativos:		
Incremento en cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar	(2.356)	(1.250)
(Incremento) / Disminución en inventarios	(786)	22
Disminución en cuentas por pagar y otras cuentas por pagar	(1.307)	(2.302)
(Disminución) / Incremento en obligación por planes de beneficios definidos	(34)	501
(Disminución) / Incremento en salarios y contribuciones sociales	(264)	48
Disminución en impuestos y regalías por pagar	(103)	(1.743)
Incremento / (Disminución) en provisiones	9	(645)
Impuesto a la utilidad pagado	(1.254)	(5.572)
Flujos netos de efectivo generados en actividades de operativas	975	9.798
Flujos de efectivo de las actividades de inversión		
Pagos por adquisiciones de propiedad, planta y equipo	(1.727)	(9.150)
Recursos procedentes de la venta de propiedad, planta y equipo	-	298
Pagos por adquisiciones de otros activos financieros	-	(19)
Recursos procedentes de la venta de otros activos financieros	19	-
Flujos netos de efectivo aplicados en actividades de inversión	(1.708)	(8.871)

Estados de flujo de efectivo por el período del 1 de enero de 2018 al 3 de abril de 2018 y por el año terminado el 31 de diciembre de 2017

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

	Período del 1 de enero de 2018 al 3 de abril de 2018	Año terminado el 31 de diciembre de 2017
Flujos de efectivo de las actividades de financiamiento		
Pagos de préstamos bancarios	-	(4.115)
Pagos de intereses por préstamos bancarios	-	(151)
Flujos netos de efectivo aplicados en actividades de financiamiento	-	(4.266)
Disminución neta de efectivo y equivalente de efectivo	(733)	(3.339)
Efectivo y equivalentes de efectivo al inicio del período/ejercicio	7.241	9.033
Efecto de la exposición del efectivo y equivalentes de efectivo a cambios en la moneda extranjera	247	1.547
Disminución neta de efectivo y equivalentes de efectivo	(733)	(3.339)
Efectivo y equivalente de efectivo al cierre del período/ejercicio	6.755	7.241
Transacciones significativas que no generaron flujo de efectivo		
Adquisición de propiedad, planta y equipo a través de Carry Petrolero (Nota 12 y Nota 27.3.1)	-	4.418
Incremento de provisión de taponamiento y abandono de pozo	-	669
Cesiones a favor de la Casa Matriz de otras cuentas por cobrar que la Sucursal mantenía con Pluspetrol S.A.	-	24.002

Las notas 1 a 30 son parte integral de estos estados financieros.

Nota 1. Información del Grupo

1.1 Información general y estructura y actividades del Grupo

APCO Oil and Gas International Inc. Sucursal Argentina (la "Sucursal" o la "Compañía") se estableció como una sucursal de APCO Oil and Gas International Inc. ("APCO Inc."), está última con su oficina principal en las Islas Caimán. La Sucursal se organizó bajo las leyes de la República Argentina el 20 de septiembre de 1973. Sin embargo, a la fecha de emisión de estos estados financieros y después de la adquisición del negocio por Vista Oil & Gas, S.A.B de C.V. ("VISTA") descripta a continuación, la Compañía no tiene ninguna compañía o parte controlante última.

El domicilio actual registrado y de la oficina principal de la Compañía se encuentran en la Provincia de Buenos Aires (Argentina), en la calle Avenida Libertador Nro. 101, Vicente López.

El propósito principal de la Compañía es la exploración y explotación de hidrocarburos en la República Argentina a través de su participación en operaciones conjuntas (Nota 27). La actividad principal de la Compañía es la producción y comercialización de petróleo y gas (Upstream).

El 4 de abril de 2018, VISTA, a través de su subsidiaria Mejicana Vista Holding I, S.A. of C.V. (VISTA I), adquirió el 100% del capital de APCO Inc. y el 5% de participación en APCO Argentina, S.A. ("APCO Argentina") por una suma total de 349.761.

La Compañía mantiene participaciones en las siguientes propiedades de petróleo y gas:

i. En la Cuenca de Neuquén:
   a. Una participación operadora del 61,11% en las concesiones de explotación del Coirón Amargo Norte ("CAN") (operado por la Compañía);
   b. Una participación no operadora del 45% en la evaluación del terreno del Coiron Amargo Sur Oeste ("CASO") (operado por O&G Development Ltd. S.A.) (Ver Nota 29.2);
   c. Una participación no operadora del 23% en las concesiones de explotación de Entre Lomas, Bajada del Palo y Agua Amarga (operado por Vista Oil and Gas Argentina S.A. ("Vista Argentina") – anteriormente Petrolera Entre Lomas S.A. o "PELSA").

ii. En la Cuenca del Golfo San Jorge:
   a. Una participación no operadora del 16,94% en los contratos de explotación de Sur Río Deseado Este I (operado por Roch S.A. al 3 de abril de 2018. El 30 de abril de 2018, el operador cambió a Pentanova Energy);
   b. Una participación no operadora del 44% en las concesiones de explotación de Sur Río Deseado Este (operado por Roch S.A. al 3 de abril de 2018. El 30 de abril de 2018, el operador cambió a Quintana E&P Argentina S.R.L.).

iii. En la cuenca Noroeste una participación no operadora del 1,5% en las concesiones de explotación en Acambuco (operado por Pan American Energy LLC (Sucursal Argentina)).

1.2 Marco regulatorio

Petróleo y gas

1.2.1 Modificación de la ley de Hidrocarburos de Argentina

El 29 de octubre de 2014, el Congreso Nacional promulgó la Ley No. 27.007 que modifica la Ley No. 17.319 de Hidrocarburos. Esta ley incorpora nuevas técnicas de perforación disponibles en la industria petrolera, así como cambios relacionados principalmente con los términos y prórrogas de los permisos de exploración y concesiones de explotación, cánones y regalías, nuevos conceptos legales para la exploración y explotación de hidrocarburos no convencionales en la plataforma continental y el mar territorial, y un régimen de promoción de conformidad con el Decreto del Poder Ejecutivo No. 929/13, entre otros factores clave para la industria.

A continuación, se detallan los principales cambios introducidos por la Ley No. 27.007:

a) Establece los términos para los permisos de exploración y las concesiones de explotación y transporte, haciendo una distinción entre convencional y no convencional, y la plataforma continental y las reservas marinas territoriales.

b) El porcentaje del 12% pagadero como regalías al otorgante por los concesionarios de explotación sobre el producto derivado de los hidrocarburos líquidos extraídos en la boca del pozo y la producción de gas natural seguirá siendo efectivo. En caso de extensión, se pagarán regalías adicionales de hasta el 3% sobre las regalías aplicables en el momento de la primera extensión, hasta un máximo del 18%, para las siguientes extensiones.
c) Prevé dos tipos de compromisos no vinculantes entre el Gobierno Nacional y las Provincias con el objetivo de establecer una legislación ambiental uniforme y adoptar un tratamiento fiscal uniforme para alentar las actividades de hidrocarburos.
d) Impide que el Gobierno Nacional y las Provincias reserven nuevas áreas en el futuro a favor de empresas o entidades públicas o mixtas, independientemente de su forma legal. Por lo tanto, los contratos celebrados por las empresas provinciales para la exploración y el desarrollo de áreas reservadas antes de esta enmienda se salvaguardan.
e) La extensión del Régimen de Promoción de Inversiones para la Explotación de Hidrocarburos (Decreto No. 929/2013) se establece para proyectos que representan una inversión directa en moneda extranjera de al menos US $ 250 millones, aumentando los beneficios para otro tipo de proyectos.
f) La reversión y la transferencia de permisos y concesiones de explotación de hidrocarburos en áreas marinas nacionales se establece cuando no existen contratos de asociación suscritos con Energía Argentina S.A ("IEASA"), anteriormente Energía Argentina S.A. ("ENARSA") a la Secretaría Nacional de Energía.

1.2.2 Mercado de gas

Durante los últimos años, el Gobierno Nacional ha creado diferentes programas para alentar e incrementar la inyección de gas en el mercado interno.

1.2.2.1 Programa de Promoción de la Inyección de Excedentes de Gas Natural para empresas con inyección reducida ("Programa IR")

En noviembre de 2013, de conformidad con la Resolución No. 60/13, la Comisión de Planificación Estratégica y Coordinación del Plan Nacional de Inversión en Hidrocarburos (la "Comisión") creó el Programa IR que cubre compañías sin producción previa o con un límite de producción de 3,5 MMm^3 / día, estableciendo incentivos de precios para aumentos de producción y multas de importación de gas licuado de petróleo en caso de incumplir con los volúmenes comprometidos. Además, las compañías que se benefician de este programa y cumplen con las condiciones aplicables pueden solicitar la interrupción de su participación en ese programa y su incorporación al actual. La Resolución No. 60/13 (enmendada por la Secretaría de Energía mediante las resoluciones No. 22/14 y No. 139/14) estableció un precio que oscila entre 4 US$ / MMBTU y 7,5 US$ / MMBTU, basado en la curva de producción más alta alcanzada.

El 4 de enero de 2016, se aprobó el Decreto No. 272/15 que disolvió la Comisión creada de conformidad con el Decreto Ejecutivo No. 1.277/12 y estableció que los poderes asignados a ella serán ejercidos por el Ministerio de Energía y Minería ("MEyM).

Durante el 2016, la Compañía recibió bonos denominados en dólares estadounidenses emitidos por el Gobierno argentino (BONAR 2020) por un valor nominal de US $ 8,3 millones para la cancelación de deuda pendiente al 31 de diciembre de 2015. Además, el Decreto impuso restricciones a la transferencia de dichos bonos hasta el 31 de diciembre de 2017, con un límite de hasta un 3% mensual sin penalización, excepto a las subsidiarias y/o afiliadas, y exigió la presentación de información mensual. Todos los BONAR 2020 recibidos durante el 2016 de este programa fueron usados para liquidar deudas intragrupo.

Durante 2017, la Compañía recibió ARS 36,5 millones, ARS 21,8 millones y ARS 26,2 millones relacionados con este programa correspondientes al segundo, tercer y cuarto trimestre del 2016, respectivamente, representando un monto total de aproximadamente 4,7 millones.

La Compañía ha reconocido los ingresos provenientes del subsidio de este programa a la fecha de presentación ante el MEyM bajo el concepto "Compensación por Inyección de Gas" dentro de Otros Ingresos Operativos. Al 31 de diciembre de 2017, la presentación del año fiscal 2017 ascendía a ARS 81,8 millones (aproximadamente 4,4 millones).

El 3 de abril de 2018, el MEyM emitió la Resolución No. 97/18 aprobando el procedimiento para la liquidación de las compensaciones pendientes bajo este programa. Las empresas beneficiarias que eligieron la aplicación del procedimiento incluido en la resolución antes mencionada deben declarar su adhesión al mismo dentro del plazo de veinte días hábiles, renunciando a todo derecho, acción, apelación y reclamo, presente o futuro, tanto en la jurisdicción administrativa como judicial, en relación con el pago de las obligaciones derivadas del Programa. (Ver Nota 29.1)

1.2.2.2 Acuerdo para suministro de gas a distribuidores

El 29 de noviembre de 2017, la Compañía, junto con los principales productores argentinos de gas, determinó con el MEyM los términos para el suministro de gas natural a los distribuidores con el objetivo de establecer condiciones básicas para la compra de gas por parte de los distribuidores, a partir del 1 de enero de 2018 hasta el 31 de diciembre de 2019 (el "período de transición").

Además, estableció la continuidad de la reducción gradual y progresiva de subsidios, dentro del marco del proceso de normalización del mercado de gas natural, que se produce dentro del período de vigencia de dichos términos y condiciones hasta el 31 de diciembre de 2019 considerado como el "período de transición" hasta que el precio de los acuerdos de suministro de gas natural sea el precio resultante de la libre interacción de la oferta y la demanda.

Los lineamientos establecidos en los Términos y Condiciones incluyen, entre otros, el reconocimiento del derecho a transferir a la tarifa de gas el costo de adquisición de gas pagado por los usuarios y consumidores; establece los volúmenes disponibles que cada productor y cada cuenca deben poner diariamente a disposición de los distribuidores para cada mes, quienes podrán manifestar su falta de interés antes de una fecha determinada establecida en los Términos y Condiciones; establece sanciones por incumplimiento de cualquiera de las partes en cuanto a su obligación de entregar o recibir gas; establece los precios del gas para cada cuenca para los próximos dos años entre 2018 y 2019, en dólares estadounidenses, pudiendo las partes fijar precios inferiores a los establecidos en las negociaciones gratuitas aplicables; establece lineamientos de pago para las compras realizadas por las distribuidoras a los productores; ENARSA asume la obligación de abastecer la demanda correspondiente a las áreas alcanzadas por los subsidios de consumo de gas residencial contemplados en el artículo 75 de la Ley No. 25.565 (correspondientes a las áreas de menor precio del gas residencial cobrado a los usuarios y a los consumidores), durante el período de transición.

Los Términos y Condiciones constituyen los términos y condiciones a considerar en las negociaciones de sus respectivos acuerdos individuales, sin que esto sea interpretado como una obligación. Además, los términos y condiciones establecen pautas para la terminación anticipada en caso de incumplimiento de alguna de las partes.

1.2.3 Mercado del petróleo

1.2.3.1 Programa Petróleo Plus ("Petróleo Plus")

La Compañía participó en el Programa Petróleo Plus, el cual ofrecía ciertos incentivos a las empresas productoras.

Desde el 1 de octubre de 2008, el gobierno argentino implementó un programa denominado "Petróleo Plus" con el objetivo de incrementar la producción de petróleo crudo e invertir en reservas de petróleo crudo en Argentina. El programa otorgó créditos fiscales a las empresas de producción según dos criterios diferentes: i) crecimiento de la producción y ii) reemplazo de la totalidad de las reservas probadas.

Los productores de petróleo crudo pudieron obtener certificados de crédito fiscal otorgados trimestralmente para aplicar al pago de impuestos por la exportación de hidrocarburos o para negociar con terceras partes exportadoras. Los beneficios del programa son reconocidos por la Compañía una vez que los créditos fiscales son exigibles y hay certeza razonable de que serán aplicados o vendidos en un período de tiempo determinado.

En el tercer trimestre del 2015, el Poder Ejecutivo de Argentina a través del Decreto No. 1.330/15 anuló este programa y dispuso que los incentivos pendientes de liquidación se cancelaran mediante la emisión de bonos del Estado.

El 15 de septiembre de 2015, la Compañía recibió bonos del gobierno (BONAR 2014) por un valor nominal de US $ 3,6 millones y US $ 0,9 millones de BONAD 2018.

El 30 de noviembre de 2016, se publicó en el Boletín Oficial el Decreto No. 1.204/16, ampliando la emisión de bonos del Estado para dicho propósito. Las empresas que se beneficien de la cancelación de las compensaciones pendientes del Petróleo Plus que se adhieren a este Decreto deben asignar un monto equivalente al recibido por las inversiones en exploración y explotación de hidrocarburos en Argentina dentro de los 18 meses posteriores a la recepción de los bonos correspondientes. Hubo una restricción en la capacidad de las empresas para vender BONAR 2020 hasta un 3% por mes hasta diciembre de 2017, inclusive. A partir de 2018, no hubo más restricciones en la venta de BONAR 2020. En los meses en que las empresas no ejercen su derecho a vender BONAR 2020 hasta el porcentaje mencionado anteriormente, pueden acumular los bonos restantes para la venta en los próximos meses. En ningún caso, la venta en un mes determinado podrá exceder el 12% del total de BONAR 2020 recibidos. En caso de

incumplimiento del límite mencionado anteriormente, las empresas estarían sujetas a una multa equivalente al 10% del total de bonos BONAR 2020 recibidos. Sin embargo, el bono puede ser transferido a subsidiarias o afiliadas por encima de los límites establecidos.

El 28 de diciembre de 2016, la compañía presentó la respectiva carta de adhesión. En consecuencia, el 16 de enero de 2017, la Compañía recibió un monto de US $ 12,5 millones de BONAR 2020. Todos los BONAR 2020 recibidos de este programa se utilizaron para liquidar deudas intragrupo durante 2016.

1.2.3.2 Acuerdo de la industria argentina de hidrocarburos para la transición a precios internacionales

En diciembre de 2015, luego de que el nuevo Gobierno asumiera el cargo, el tipo de cambio oficial se depreció significativamente, afectando así directamente los costos del petróleo crudo para los refinadores. En este sentido, el Gobierno, junto con los productores y refinadores de Argentina, acordaron los precios internos del petróleo crudo por el año 2016. Se definió un precio de US $ 67,5 y US $ 54,9 por barril para el tipo Medanito y el tipo Escalante, respectivamente, durante los primeros siete meses y la aplicación de un descuento del 2%, 4%, 6%, 8% y 10% en los mencionados precios para el resto de los meses, respectivamente.

El 11 de enero de 2017, el Gobierno y los productores y refinadores argentinos firmaron el Acuerdo para la Transición de la Industria de Hidrocarburos de Argentina a Precios Internacionales (el "Acuerdo de Precios"), con el objetivo de lograr la paridad internacional para el precio del petróleo crudo nacional producido y comercializado en Argentina durante 2017.

El 21 de marzo de 2017, el Decreto del Poder Ejecutivo No. 192/2017 creó el Registro de Operaciones de Importación de Derivados de Petróleo Crudo y Derivados del Petróleo y estableció posiciones arancelarias para ciertos productos sujetos a requisitos de registro y autorización.

No obstante lo anterior, el acuerdo estipulaba el poder de cualquiera de las partes para abandonar el acuerdo durante su vigencia, que también estaba sujeto al cumplimiento de ciertas variables como el tipo de cambio o el precio del petróleo crudo Brent dentro de ciertos parámetros establecidos. Durante el último trimestre de 2017, el acuerdo de precio fue suspendido porque consideraba esta suspensión en caso de que el precio internacional promedio de 10 días superara el precio local, pero también establece que puede ser restablecido si el precio promedio del petróleo crudo Brent se posiciona por debajo del precio local por más de 10 días.

Desde entonces, los actores del mercado - productores y refinadores - comenzaron a acordar libremente los precios internos del petróleo, generalmente válidos sobre una base de mes calendario y vinculados al índice de referencia internacional de Brent, manteniendo al mismo tiempo los límites del tipo de cambio.

1.2.3.3 Retenciones por exportaciones de hidrocarburos

El 4 de septiembre de 2018, de conformidad con el Decreto No. 793/2018, el gobierno argentino restableció hasta el 31 de diciembre de 2020 un impuesto a la exportación del 12% sobre productos primarios (commodities) con un límite máximo de ARS 4 por cada dólar estadounidense por producto primario (incluyendo petróleo y gas) y ARS 3 para otros productos manufacturados. Si bien la Compañía no exporta hidrocarburos, los precios internos están influenciados por esta regulación.

1.2.4 Regalías y otras canones

Las regalías se aplican a la producción total de las concesiones, y se calculan aplicando el 12% al precio de venta, luego de descontarle ciertos gastos con el objeto de llevar el valor del metro cúbico de petróleo crudo, gas natural y gas licuado a precio de boca de pozo.

A partir de julio de 2009, como parte del acuerdo de extensión de concesiones con la Provincia del Neuquén, mencionado en la Nota 27.3, se incluyó un canon extraordinario sobre producción del 3%, por la producción correspondiente al territorio neuquino del área Entre Lomas y al área Bajada del Palo.

La sucursal pagó a la provincia de Río Negro una tarifa adicional extraordinaria de 6,5% sobre la producción mensual de los lotes de petróleo y gas de Charco del Palenque y Jarilla Quemada en Agua Amarga, desde noviembre de 2009 hasta agosto de 2015, respectivamente, fecha cuando fue declarada la viabilidad comercial por esa provincia.

Adicionalmente, como parte del contrato de extensión de la concesión con la Provincia de Río Negro, como se menciona en la Nota 27.3, se impuso una tarifa complementaria del 3% de la producción correspondiente al territorio de Río Negro del área de Entre Lomas.

Finalmente, las regalías aplicadas a la producción de CAN son del 12%, las regalías relacionadas con CASO son del 15%, las regalías relacionadas con Sur Río Deseado Este I son del 12% y Sur Río Deseado Este II es del 15%.

1.3 Objeto de los estados financieros

Los presentes estados financieros fueron preparados para su presentación ante la Bolsa Mexicana de Valores y constituyen una traducción al idioma español de los estados financieros originalmente preparados en idioma inglés para su inclusión por parte de VISTA, el accionista controlante indirecto actual de la Compañía (Nota 1.1), en una declaración de registro que se presentará ante la Comisión de Bolsa y Valores ("SEC") de los Estados Unidos de América, en relación con la oferta pública inicial prevista de VISTA en la Bolsa de Nueva York, en cumplimiento con la regla 3-05 de la regulación S-X.

Nota 2. Bases de preparación y políticas contables significativas

2.1 Bases de preparación y presentación

Los presentes estados financieros al 3 de abril de 2018, al 31 de diciembre de 2017 y al 1 de enero de 2017 y por el período del 1 de enero de 2018 al 3 de abril de 2018 y por el año terminado el 31 de diciembre de 2017 (en lo sucesivo denominados como "estados financieros") se han preparado de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera ("NIIF") emitidas por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad ("IASB" por sus siglas en inglés). Los estados financieros al 31 de diciembre de 2017 y por el ejercicio terminado en dicha fecha son el primer conjunto de estados financieros preparados de acuerdo con las NIIF emitidas por el IASB. En la Nota 2.4 se presentan los efectos de la adopción de las NIIF por parte de la Compañía. En estos estados financieros se presenta un estado de situación financiera adicional al 1 de enero de 2017 debido a la adopción de las NIIF por parte de la compañía.

Considerando el propósito de la preparación de estos estados financieros, la Compañía ha presentado los estados de resultados y otros resultados integrales, de variaciones en cuenta de Casa Matriz y de flujos de efectivo por el período del 1 de enero de 2018 al 3 de abril de 2018 (fecha de adquisición por parte de VISTA) con información comparativa por el año completo terminado el 31 de diciembre de 2017. La Norma Internacional de Contabilidad ("NIC") 1 requiere la presentación de información comparativa con respecto al período anterior para todos los montos informados en los estados financieros del período actual con el propósito de proporcionar información útil para analizar los estados financieros de una entidad. Teniendo en cuenta el propósito de la preparación de estos estados financieros, la presentación mencionada anteriormente no incluyó esa información comparativa.

Los estados financieros se han preparado sobre la base del costo histórico, excepto por ciertos activos financieros y contraprestaciones contingentes que se han medido a valor razonable. Los estados financieros se presentan en dólares estadounidenses y todos los valores se redondean en miles (dólares estadounidenses 000), excepto cuando se indique lo contrario.

Estos estados financieros han sido aprobados para su emisión por el Directorio de APCO Oil & Gas S.A.U. el 23 de enero de 2019.

2.2 Nuevas normas de contabilidad, modificaciones e interpretaciones emitidas por el IASB, que aún no son efectivas y no han sido adoptadas anticipadamente por la Compañía

- NIIF 16, Arrendamientos: La NIIF 16 se emitió en enero de 2016 y sustituye la NIC 17 Arrendamientos, CINIIF 4 Determinación de si un acuerdo contiene un arrendamiento, SIC-15 Arrendamientos operativos – Incentivos y SIC-27 Evaluación de la sustancia de las transacciones que involucran la forma legal de un contrato de arrendamiento.

La NIIF 16 establece los principios para el reconocimiento, medición, presentación y divulgación de los arrendamientos y requiere que los arrendatarios tengan en cuenta todos los arrendamientos bajo un único modelo en el estado de situación financiera similar a la contabilidad para los arrendamientos financieros según la NIC 17. La norma incluye dos exenciones de reconocimiento para los arrendatarios: arrendamientos de activos de "bajo valor" (por ejemplo, computadoras personales) y arrendamientos “a corto plazo” (es decir, arrendamientos con un plazo de arrendamiento de 12 meses o menos). En la fecha de inicio de un arrendamiento, el arrendatario reconocerá un pasivo para realizar los pagos del arrendamiento (es decir, el pasivo del arrendamiento) y un activo que representa el derecho a usar el activo subyacente durante el plazo del arrendamiento (es decir, el activo con derecho de uso). Los arrendatarios deberán reconocer por separado el gasto por intereses en el pasivo por arrendamiento y el gasto por depreciación en el activo por derecho de uso del mismo.

El activo por el derecho de uso se mide inicialmente al costo y posteriormente se mide al costo (sujeto a ciertas excepciones) menos las pérdidas acumuladas de amortización y deterioro, ajustado por cualquier nueva medición del pasivo por arrendamiento. El pasivo por arrendamiento se mide inicialmente al valor actual de los pagos de arrendamiento que no se pagan en esa fecha y posteriormente se ajusta por los intereses y pagos de arrendamiento, así como al impacto de las modificaciones de arrendamiento, entre otros. Además, la clasificación de los flujos de efectivo también se verá afectada, ya que los pagos por arrendamientos operativos según la NIC 17 se presentan como flujos de efectivo operativos; mientras que bajo el modelo NIIF 16, los pagos de arrendamiento se dividirán en una parte principal y una porción de intereses y se presentarán como flujos de efectivo financiero. Los pagos de arrendamiento variables que no dependen de un índice o tasa no están incluidos en el pasivo por arrendamiento, y se seguirán presentando como flujos de efectivo operativos.

También, se requerirá que los arrendatarios vuelvan a medir el pasivo del arrendamiento cuando ocurran ciertos eventos (por ejemplo, un cambio en el plazo del arrendamiento, un cambio en los pagos de arrendamiento futuros resultantes de un cambio en un índice o tasa utilizada para determinar esos pagos). El arrendatario generalmente reconocerá el monto de la nueva medición del pasivo de arrendamiento como un ajuste al activo por derecho de uso.

La contabilidad del arrendador según la NIIF 16 se mantiene sustancialmente sin cambios respecto de la contabilidad actual según la NIC 17. Los arrendadores continuarán clasificando todos los arrendamientos utilizando el mismo principio de clasificación que en la NIC 17 y distinguiendo entre dos tipos de arrendamientos: los arrendamientos operativos y financieros.

La NIIF 16 es efectiva para los períodos anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2019. La NIIF 16 requiere que los arrendatarios y los arrendadores realicen revelaciones más extensas que bajo la NIC 17. La Compañía adoptará la NIIF 16 el 1 de enero 2019, aplicando el enfoque retrospectivo modificado.

La compañía se encuentra en el proceso de cuantificar los efectos de la NIIF 16 y desarrollando sus políticas contables bajo los nuevos estándares. Este proceso incluye la evaluación de diferentes acuerdos por arrendamientos así como otros contratos en los cuales la definición de arrendamiento podría cumplirse independientemente de su forma legal, aquellos que pueden calificar bajo las excepciones contables proporcionadas por la norma (valor bajo y corto plazo) y desarrollar su correspondiente juicio sobre temas potencialmente subjetivos, particularmente con respecto a la definición del arrendamiento y la evaluación del plazo del arrendamiento.

La información de los arrendamientos de la Compañía que se clasifican actualmente como arrendamientos operativos, los cuales no son reconocidos en el estado de situación financiera, se presentan en la Nota 26 y muestran un indicador de la magnitud de los activos y pasivos que serán reconocidos en el estado de situación financiera 2019. Sin embargo, la información de la Nota 26 se realiza sobre bases sin descontar mientras que los montos reconocidos bajo los nuevos estándares serán sobre bases descontadas.

- CINIIF 23 "Incertidumbre sobre los Tratamientos del Impuesto a la utilidad": emitido en junio de 2017. Esta interpretación aclara cómo aplicar la NIC 12 cuando existe incertidumbre para determinar el impuesto a la utilidad. De acuerdo con la interpretación, una entidad debe reflejar el efecto del tratamiento fiscal incierto utilizando el método que mejor predice la resolución de la incertidumbre, ya sea a través del método del monto más probable o del valor esperado. Además, una entidad asumirá que la autoridad tributaria examinará los montos y tiene pleno conocimiento de toda la información relacionada a la evaluación de un tratamiento fiscal incierto en la determinación del impuesto a la utilidad. La interpretación se aplicará para los períodos anuales de presentación de informes que comiencen en o después del 1 de enero de 2019 y se permitirá la aplicación anticipada. La Compañía está analizando el impacto de la aplicación del CINIIF 23, sin embargo, estima que no tendrá ningún impacto material en los resultados de operaciones o la posición financiera de la Compañía.

- Modificaciones a la NIIF 9 "Características de cancelación anticipada con compensación negativa": Las modificaciones a la NIIF 9 aclaran que para evaluar si una característica de cancelación anticipada cumple con la condición de Solamente Pagos de Principal e Intereses ("SPPI", por su siglas en inglés), la parte que ejerce la opción puede pagar o recibir una compensación razonable por el pago anticipado independientemente de la razón del pago anticipado. En otras palabras, las características de cancelación anticipada con compensación negativa no fallan automáticamente el SPPI. La modificación se aplica a los períodos anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2019, permitiéndose la aplicación anticipada. Existen disposiciones de transición específicas que dependen de cuándo se aplican las modificaciones por primera vez, en relación con la aplicación inicial de la NIIF 9. La Compañía está analizando el impacto de su aplicación; sin embargo, estima que no tendrá ningún impacto en el resultado de las operaciones o la posición financiera de la Compañía, ya que no tiene características de prepago.

- Modificaciones a la NIIF 10 y la NIC 28 “Venta o Contribución de Activos entre un Inversionista y su Asociada o Negocio Conjunto”: Las modificaciones abordan el conflicto entre la NIIF 10 y la NIC 28 al tratar con la pérdida de control de una subsidiaria que se vende o contribuye a una asociada o a un negocio conjunto. Adicionalmente, aclaran que la ganancia o pérdida resultante de la venta o contribución de los activos que constituyen un negocio, como se define en la NIIF 3, entre un inversor y su asociada o negocio conjunto, se reconoce en su totalidad. Sin embargo, cualquier ganancia o pérdida que resulte de la venta o contribución de activos que no constituyen un negocio, sólo se reconoce en la extensión de la participación de los inversionistas no relacionados en la asociada o inversión en asociadas. El IASB ha diferido la fecha de vigencia de estas modificaciones por tiempo indefinido, pero una entidad que adopta las modificaciones anticipadamente debe aplicarlas prospectivamente.

La Compañía aplicará estas modificaciones cuando entren en vigencia y se encuentra evaluando el impacto en sus estados financieros.

- Modificaciones a la NIC 19: “Modificación, Reducción o Liquidación del Plan de Beneficios a Empleados”.
Las modificaciones especifican que cuando se produce una modificación, reducción o liquidación del plan durante el período anual en el que se informa, se requiere que la Compañía:

- Determine el costo del servicio actual por el resto del período después de la modificación, reducción o liquidación del plan, utilizando las suposiciones actuariales empleadas para volver a medir el pasivo (activo) por prestaciones definidas neto que reflejan las prestaciones ofrecidas bajo el plan y los activos del plan después de ese evento.
- Determine el interés neto por el resto del período posterior a la modificación, reducción o liquidación del plan utilizando: el pasivo neto que refleja las prestaciones ofrecidas por el plan, los activos del plan después de ese evento y la tasa de descuento utilizada para volver a medir ese pasivo (activo) por beneficios definidos netos.

Las modificaciones también aclaran que la Compañía determina en primer lugar cualquier costo de servicio pasado, o una ganancia o pérdida en la liquidación, sin considerar el efecto de limitación de activos. Esta cantidad se reconoce en el estado de resultados. Adicionalmente, la Compañía determina el efecto de limitación de activos después de la modificación mencionada y cualquier cambio en ese efecto, excluyendo los montos incluidos en el interés neto, se reconoce en otros resultados integrales.

Las modificaciones se aplican a los cambios, reducciones o liquidaciones del plan que se produzcan en o después del comienzo del primer período anual que comienza en o después del 1 de enero de 2019, con la aplicación anticipada permitida. Estas modificaciones se aplicarán a cualquier futura modificación, reducción o liquidación de los planes de la Compañía.

- Mejoras a las NIIF – Período 2015-2017.

Estas mejoras incluyen:

- NIIF 3 “Combinaciones de Negocios”:
Las modificaciones aclaran que, cuando una entidad obtiene el control de un negocio que es una operación conjunta, aplica los requisitos para una combinación de negocios realizada por etapas, incluida la remedición de su participación previamente mantenida en los activos y pasivos de la operación conjunta al valor razonable. Al hacerlo, el adquirente vuelve a medir la totalidad de su participación anterior en la operación conjunta.

  Una entidad aplica esas modificaciones a las combinaciones de negocios desde el comienzo del primer período de reporte anual que comienza en o después del 1 de enero de 2019, con la aplicación anticipada permitida. Estas modificaciones se aplicarán a las futuras combinaciones de negocios de la Compañía.

• NIIF 11 "Acuerdos Conjuntos":
Una compañía que participa en una operación conjunta, sin tener el control conjunto, puede obtenerlo de acuerdo a lo que se define en la NIIF 3. Estas modificaciones especifican que el interés previamente adquirido en una operación conjunta no es remedido.

Una entidad aplica esas modificaciones a las transacciones en las que obtiene el control conjunto a partir del 1 de enero de 2019, con la aplicación anticipada permitida. Estas modificaciones actualmente no son aplicables a la Compañía, pero pueden aplicarse a transacciones futuras.

• NIC 12 "Impuestos a la utilidad":
Las modificaciones aclaran que los efectos del impuesto a la utilidad sobre los dividendos están vinculadas directamente a transacciones pasadas o eventos que generaron beneficios distribuibles. Por lo tanto, la Compañía debe reconocer este resultado en el estado de resultados, otros resultados integrales o capital; según el ítem donde la Compañía reconoció originalmente esas transacciones o eventos pasados.

Las modificaciones antes mencionadas, aplican para los períodos anuales que comienzan en o después del 1 de enero de 2019, y se permite su aplicación anticipada. Cuando una entidad aplica por primera vez estas enmiendas, las aplica únicamente a las consecuencias del impuesto a la utilidad sobre los dividendos reconocidos a o después del inicio del período comparativo más temprano. Dado que la práctica actual de la Compañía está en línea con estas enmiendas, la Compañía no espera ningún efecto en sus estados financieros.

- NIC 23 Costos financieros

Las modificaciones aclaran que una entidad tratará como parte de los préstamos generales cualquier préstamo específico originalmente contraído para desarrollar un activo apto si una vez que se completaron sustancialmente todas las actividades necesarias para preparar ese activo para su uso o venta previstos.

Una entidad aplica esas modificaciones a los costos por préstamos incurridos en o después del comienzo del período de anual en el cual la entidad aplica esas enmiendas por primera vez. Una entidad aplica esas modificaciones para los periodos anuales que comienzan a partir del 1 de enero de 2019, permitiéndose su aplicación anticipada. Dado que la política contable de la Compañía está en línea con estas modificaciones, la Compañía no espera ningún efecto en sus estados financieros.

2.3 Resumen de las políticas contables significativas

2.3.1 Información por segmento

El único negocio de la Compañía es la exploración y producción de petróleo y gas natural en Argentina. Como resultado, la administración ve el negocio y las operaciones de la Compañía como un sólo segmento. La presentación de un segmento es consistente con los informes internos proporcionados la autoridad máxima de toma de decisiones, responsable de asignar recursos y establecer el desempeño del segmento de la entidad.

2.3.2. Acuerdos conjuntos

De acuerdo con la NIIF 11 "Acuerdos Conjuntos", las inversiones se clasifican como operaciones conjuntas o negocios conjuntos, dependiendo de los derechos y obligaciones contractuales. La compañía tiene acuerdos de operaciones conjuntas, pero no tienen negocios conjuntos.

Operaciones conjuntas

Una operación conjunta es un acuerdo conjunto mediante el cual las partes tienen derechos sobre los activos y obligaciones por los pasivos, relacionados con el acuerdo. El control conjunto existe cuando las decisiones sobre las actividades del negocio requieren el consentimiento unánime de las partes que comparten el control.

Cuando la Compañía realiza sus actividades en el marco de operaciones conjuntas, la Compañía como un operador conjunto debe reconocer en proporción a su interés en el acuerdo conjunto:

- Activos y pasivos que mantiene conjuntamente;
- Ingresos por la venta de su parte de la producción derivada de la operación conjunta;
- Su participación en los ingresos por la venta de la producción por la operación conjunta; y
- Sus gastos, incluida la parte de los gastos incurridos conjuntamente.

La compañía contabiliza los activos, pasivos, ingresos y gastos relacionados con su participación en una operación conjunta de acuerdo con las NIIF aplicables a los activos, pasivos, ingresos y gastos particulares. Estos se han incorporado en los estados financieros en los rubros correspondientes. El interés en operaciones conjuntas y otros acuerdos se ha calculado sobre la base de los últimos estados financieros o información financiera disponibles al final de cada período/ejercicio, teniendo en cuenta los eventos y transacciones posteriores significativos, así como la información de gestión disponible. Cuando sea necesario, se realizan ajustes a los estados financieros o a la información financiera para que sus políticas contables se ajusten a las políticas contables de la Compañía.

Cuando la Compañía realiza transacciones con una operación conjunta en la que una entidad del Grupo es un operador conjunto (como una venta o contribución de activos), se considera que la Compañía está realizando la transacción con las otras partes de la operación conjunta, y las ganancias y pérdidas resultantes de las transacciones se reconocen en los estados financieros consolidados de la Compañía solo a la atención de los intereses de las otras partes en la operación conjunta. Cuando una entidad del Grupo realiza transacciones con una operación conjunta en la que una entidad del Grupo es un operador conjunto (como una compra de activos), la Compañía no reconoce su parte de las ganancias y pérdidas hasta que revende dichos activos a un tercero.

En la Nota 27, se describen las operaciones conjuntas.

2.3.3 Propiedad, planta y equipo

La propiedad, planta y equipo se mide siguiendo el modelo de costos donde, después del reconocimiento inicial del activo, el activo se valúa al costo menos la depreciación y menos cualquier pérdida por deterioro acumulada posterior.

Los costos subsecuentes de adquisición se incluyen en el importe en libros del activo o se reconocen como un activo separado, según corresponda, solo cuando es probable que los beneficios económicos futuros asociados con el artículo fluyan a la Compañía y el costo del bien pueda ser medido de manera confiable. Todas las demás reparaciones y mantenimientos se cargan a ganancias o pérdidas durante el período de reporte en el que se incurren.

El costo de las obras en curso cuya construcción se extenderá a lo largo del tiempo incluye, si corresponde, los costos financieros de los préstamos tomados. Cualquier ingreso obtenido por la venta de producción de valor comercial durante el período de la construcción del activo se reconoce reduciendo el costo de las obras en curso.

Las obras en curso se valúan según su grado de avance y se registran al costo, menos cualquier pérdida por deterioro, si corresponde.

Las obligaciones estimadas iniciales de retiro de activos en áreas de hidrocarburos, descontadas a una tasa ajustada por riesgo, se capitalizan en el costo de los activos y se deprecian utilizando el método de las unidades de producción. Adicionalmente, se reconoce un pasivo al valor estimado de los montos a pagar descontados. Los cambios en la medición de las obligaciones de retiro de activos que resultan de cambios en el tiempo estimado, el monto de la salida de recursos requeridos para liquidar la obligación, o la tasa de descuento, se agregan o se deducen del costo del activo relacionado. Si una disminución en el pasivo excede el valor en libros del activo, el exceso se reconoce inmediatamente en resultados.

Las ganancias y pérdidas en las ventas se determinan comparando los ingresos con el valor en libros.

2.3.3.1 Métodos de depreciación y vidas útiles

Las vidas útiles estimadas, los valores residuales y el método de depreciación se revisan al final de cada período de reporte, con el efecto de cualquier cambio en el estimado contabilizado de forma prospectiva. Un valor en libros del activo se reduce inmediatamente a su valor recuperable si el valor en libros del activo es mayor que su valor recuperable estimado.

La Compañía amortiza los costos de perforación aplicables a pozos productivos y pozos secos en desarrollo, los pozos productivos, la maquinaria y áreas relacionadas a reservas convencionales en las áreas de producción de petróleo y gas de acuerdo con el método de las unidades de producción, aplicando la proporción de petróleo y gas producida a las reservas de petróleo y gas probadas y desarrolladas, según corresponde, excepto en el caso de activos cuya vida útil es menor que la vida de la reserva, en cuyo caso, se aplica el método de línea recta. El costo de adquisición de la propiedad de petróleo y gas se amortiza aplicando la proporción de petróleo y gas producido al total estimado de las reservas probadas de petróleo y gas. Los costos de adquisición de propiedades con reservas no probadas y los recursos no convencionales, se valúan al costo, y la recuperabilidad se evalúa periódicamente, con base en estimaciones geológicas y de ingeniería de las reservas y recursos que se esperan que se prueben durante la vida de cada concesión y no se deprecian.

Los costos capitalizados relacionados con la adquisición de propiedades y la extensión de concesiones con reservas probadas se han depreciado por campo sobre una base de unidad de producción al aplicar la proporción de petróleo y gas producido a las reservas probadas de petróleo y gas estimadas.

Las instalaciones de producción (incluyendo cualquier componente identificable significativo) se deprecian bajo el método de unidad de producción considerando el desarrollo probado de reservas.

Los elementos restantes de propiedad, planta y equipo de la Compañía (incluido cualquier componente identificable significativo) se deprecian por el método de línea recta en función de las vidas útiles estimadas, como se detalla a continuación.

Los terrenos no se deprecian.

La vida útil de los activos no relacionados con las actividades antes mencionadas se estima de la siguiente manera:

Edificios	50 años
Vehículos	5 años
Maquinarias e instalaciones	10 años
Equipamiento de computación	3 años
Muebles	10 años
Instalaciones de producción	10 años

2.3.3.2 Activos para la exploración de petróleo y gas

La compañía utiliza el método del esfuerzo exitoso para contabilizar sus actividades de exploración y producción de petróleo y gas.

Este método implica la capitalización de: (i) el costo de adquisición de propiedades en áreas de exploración y producción de petróleo y gas; (ii) el costo de perforación y equipamiento de pozos exploratorios que resultan en el descubrimiento de reservas comercialmente recuperables; (iii) el costo de perforación y equipamiento de los pozos de desarrollo; y (iv) las obligaciones estimadas de retiro de activos.

La actividad de exploración y evaluación implica la búsqueda de recursos de hidrocarburos, la determinación de su factibilidad técnica y la evaluación de la viabilidad comercial de un recurso identificado.

De acuerdo con el método contable de esfuerzo exitoso; los costos de exploración tales como los costos Geológicos y Geofísicos ("G&G"), excluyendo los costos de los pozos exploratorios y 3D sísmico en las concesiones de explotación, se cargan a los gastos durante el período en que se incurren.

Una vez que se ha adquirido el derecho legal para explorar, los costos directamente asociados con un pozo de exploración se capitalizan como activos intangibles de exploración y evaluación hasta que se completa el pozo y se evalúan los resultados. Estos costos incluyen la compensación a los empleados directamente atribuibles; los materiales y el combustible utilizados; los costos de perforación; así como los pagos realizados a los contratistas.

Los costos de perforación de los pozos exploratorios se capitalizan hasta que se determina que existen reservas probadas y justifican el desarrollo comercial. Si no se encuentran reservas, dichos costos de perforación se cargan como gastos en un pozo improductivo. Ocasionalmente, un pozo exploratorio puede determinar la existencia de reservas de petróleo y gas, pero no pueden clasificarse como probadas cuando se completa la perforación, sujeto a una actividad de evaluación adicional (por ejemplo, la perforación de pozos adicionales), pero es probable que se puedan desarrollar comercialmente. En esos casos, dichos costos continúan siendo capitalizados en la medida en que el pozo ha permitido determinar la existencia de reservas suficientes para justificar su finalización como un pozo de producción y la Compañía está realizando un progreso suficiente en la evaluación de la viabilidad económica y operativa del proyecto.

Todos estos costos capitalizados están sujetos a una revisión técnica, comercial y administrativa, así como a una revisión de los indicadores de deterioro por lo menos una vez al año, lo que sirve para confirmar la intención continua de desarrollar o de otro modo extraer valor del descubrimiento. Cuando este ya no es el caso, los costos son cargados como gastos.

Cuando se identifican las reservas de petróleo y gas como probadas y la administración aprueba la puesta en marcha, el gasto capitalizado correspondiente se evalúa primero en términos de su deterioro y (si es necesario) se reconoce cualquier pérdida debida al deterioro; entonces el saldo restante se transfiere a los pozos y propiedades de producción. Con la excepción de los costos de licencia, no se realiza amortización a resultados durante la fase de exploración y evaluación.

Las obligaciones de abandono y taponamiento de pozos estimadas iniciales en áreas de hidrocarburos, descontadas a una tasa ajustada por riesgo, se capitalizan en el costo de los activos y se amortizan utilizando el método de unidades de producción. Adicionalmente, se reconoce un pasivo por el valor estimado de los montos a pagar descontados. Los cambios en la medición de estas obligaciones como consecuencia de cambios en el tiempo estimado; el costo o la tasa de descuento, se agregan o se deducen del costo del activo relacionado. Si una disminución en el pasivo excede el valor en libros del activo, el exceso se reconoce inmediatamente en los resultados del ejercicio.

2.3.3.3 Derechos y Concesiones

Los derechos y las concesiones son registradas como parte de propiedad, planta y equipo y se amortizan en función de las unidades de producción sobre el total de las reservas probadas desarrolladas y no desarrolladas del área correspondiente. El cálculo de la tasa de unidades de producción para la depreciación / amortización de los costos de desarrollo toma en cuenta los gastos incurridos hasta la fecha, junto con los gastos de desarrollo futuros autorizados.

2.3.4 Deterioro de activos no financieros

Los activos no financieros se someten a pruebas de deterioro cuando eventos o cambios en las circunstancias indican que el valor en libros puede no ser recuperable. Se reconoce una pérdida por deterioro del valor por el cual el valor en libros del activo excede su valor recuperable. El monto recuperable es el mayor entre el valor razonable de un activo menos los costos de disposición y el valor de uso. Con el fin de evaluar el deterioro, los activos se agrupan en los niveles más bajos para los cuales existen flujos de efectivo identificables por separado, que son en gran medida independientes de las entradas de efectivo de otros activos o grupos de activos UGE (Unidades Generadoras de Efectivo). Los activos no financieros que han sido amortizados son revisados para una posible reversión del deterioro al final de cada periodo de reporte. (Ver Nota 3.2.1).

2.3.5 Conversión de moneda extranjera

2.3.5.1 Moneda funcional y de presentación.

La información incluida en los estados financieros se mide en la moneda funcional y de presentación de la Compañía, que es la moneda del entorno económico primario en el que opera la entidad. La moneda funcional es el dólar estadounidense, que es la moneda de presentación de la Compañía.

2.3.5.2 Transacciones y saldos

Las transacciones en moneda extranjera se convierten a la moneda funcional utilizando los tipos de cambio de la fecha de la transacción. Las ganancias y pérdidas en divisas resultantes de la liquidación de cualquier transacción y de la conversión al tipo de cambio de cierre de los activos y pasivos monetarios denominados en monedas extranjeras se reconocen en el estado de resultados y otros resultados integrales, a menos que se hayan capitalizado.

Los tipos de cambio utilizados al final de cada período de reporte son la tasa de venta de cierre para activos y pasivos monetarios y la tasa de cambio de venta transaccional para transacciones en moneda extranjera.

2.3.6 Instrumentos financieros

2.3.6.1 Otros activos financieros

2.3.6.1.1 Clasificación

2.3.6.1.1.1 Activos financieros a costo amortizado

Los activos financieros se clasifican y se miden al costo amortizado solo si se cumplen los siguientes criterios:

i. el objetivo del modelo de negocios de la Compañía es mantener el activo para cobrar los flujos de efectivo contractuales;
ii. los términos contractuales, en fechas específicas, tienen flujos de efectivo que son únicamente pagos del principal e intereses sobre el principal pendiente.

2.3.6.1.1.2 Activos financieros a valor razonable.

Si alguno de los criterios mencionados anteriormente no se ha cumplido, el activo financiero se clasifica y mide a valor razonable con cambios en el estado de resultados y otros resultados integrales (“FVTPL” por sus siglas en inglés).

2.3.6.1.2 Reconocimiento y medición

En el reconocimiento inicial, la Compañía mide un activo financiero a su valor razonable más, en el caso de un activo financiero que no se encuentra a valor razonable con cambios en resultados, los costos de transacción que son directamente atribuibles a la adquisición del activo financiero.

Una ganancia o pérdida en una inversión de deuda que se mide posteriormente al valor razonable y no forma parte de una relación de cobertura se reconoce en el estado de resultados y otros resultados integrales. Una ganancia o pérdida en una inversión de deuda que posteriormente se mide al costo amortizado y no forma parte de una relación de cobertura se reconoce en el estado de resultados y otros resultados integrales cuando el activo financiero es dado de baja o deteriorado y mediante el proceso de amortización utilizando el método de tasa de interés efectiva.

La Compañía reclasifica los activos financieros si y solo si se modifica su modelo de negocios para administrar los mismos.

Cuentas por cobrar y otras cuentas

Las cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar se reconocen a su valor razonable y, posteriormente, se miden al costo amortizado, utilizando el método de interés efectivo, menos la provisión para pérdidas por crédito esperadas, si corresponde.

Las cuentas por cobrar que surgen de los hidrocarburos entregados, pero no facturados a la fecha de cierre de cada período de reporte se reconocen inicialmente a su valor razonable y posteriormente se miden al costo amortizado utilizando el método de la tasa de interés efectiva.

En su caso, las deducciones por créditos fiscales esperadas se han reconocido sobre la base de estimaciones sobre su imposibilidad de cobro dentro de su período de limitación legal.

2.3.6.1.3 Deterioro de activos financieros

La Compañía reconoce una reserva para pérdidas crediticias esperadas ("ECL" por sus siglas en inglés) para todos los instrumentos de deuda que no se mantienen a valor razonable con cambios en resultados. Las ECL se basan en la diferencia entre los flujos de efectivo contractuales debidos y todos los flujos de efectivo que la Compañía espera recibir, descontados a una aproximación de la tasa de interés efectiva original.

Para las cuentas por cobrar y otras cuentas, la Compañía aplica un enfoque simplificado en el cálculo de ECL. Por lo tanto, la Compañía no realiza un seguimiento de los cambios en el riesgo de crédito, sino que reconoce una reserva para pérdidas basada en las ECL en cada fecha de reporte. La Compañía analiza a cada uno de sus clientes considerando su experiencia histórica de pérdida de crédito, ajustada por factores prospectivos específicos para el deudor y el entorno económico.

Las ECL, cuando corresponda, se proporcionan para pérdidas crediticias que resultan del incumplimiento de eventos. Para aquellas exposiciones crediticias para las cuales ha habido un aumento significativo en el riesgo crediticio desde el reconocimiento inicial, se requiere una reserva por las pérdidas crediticias esperadas durante la vida restante de la exposición, independientemente del momento del incumplimiento.

La Compañía reconoce el deterioro de un activo financiero cuando los pagos contractuales están vencidos a más de 90 días o bien cuando la información interna o externa indica que es poco probable que reciba los montos contractuales pendientes. Un activo financiero se da de baja cuando no hay una expectativa razonable de recuperar los flujos de efectivo contractuales.

2.3.6.1.4 Compensación de instrumentos financieros

Los activos y pasivos financieros se exponen separados en el estado de situación financiera a menos que se cumplan los dos criterios siguientes: la Compañía tiene un derecho exigible legalmente compensable con otros pasivos reconocidos; y la Compañía pretende liquidar sobre una base neta o realizar el activo y liquidar el pasivo simultáneamente. Un derecho de compensación es aquel que tiene la Compañía para liquidar un importe a pagar a un acreedor aplicando contra él un importe a cobrar de la misma contraparte.

La jurisdicción y las leyes aplicables a las relaciones entre las partes se consideran a la hora de evaluar si existe un derecho vigente legamente exigible a la compensación.

2.3.6.2 Pasivos financieros e instrumentos de capital

2.3.6.2.1 Clasificación como deuda o capital

Los instrumentos de deuda y capital emitidos por una entidad se clasifican como pasivos financieros o capital de acuerdo a la naturaleza del contrato y de la definición de pasivos financieros e instrumentos de capital.

2.3.6.2.2 Instrumentos de capital

Un instrumento de capital es cualquier contrato que evidencie una participación en los activos netos de una entidad, y se reconocen en los ingresos recibidos, netos de los costos directos de emisión.

2.3.6.2.3 Pasivos financieros

Todos los pasivos financieros se reconocen inicialmente a su valor razonable y posteriormente se miden al costo amortizado utilizando el método de interés efectivo o al valor razonable con impacto en resultados (valor razonable con cambios en resultados por sus siglas en inglés). Los préstamos se reconocen inicialmente a su valor razonable, neto de los costos de transacción incurridos.

Los pasivos financieros que no son 1) contraprestación contingente de una adquirente en una combinación de negocios, 2) operaciones mantenidas para fines comerciales o 3) designados como a valor razonable con cambios en resultados, se miden posteriormente al costo amortizado utilizando el método de interés efectivo.

La Compañía no tenía ningún pasivo financiero medido en valor razonable con cambios en resultados al 3 de abril de 2018, al 31 de diciembre de 2017 y al 1 de enero de 2017.

El método de interés efectivo es un método para calcular el costo amortizado de un pasivo financiero y para asignar gastos de intereses durante el período relevante. La tasa de interés efectiva es la tasa que descuenta exactamente los pagos futuros en efectivo estimados (incluidas todas las comisiones y los puntos pagados o recibidos que forman parte integral de la tasa de interés efectiva, los costos de transacción y otras primas o descuentos) a lo largo de la vida esperada del pasivo financiero, o (cuando sea apropiado) un período más corto, al costo amortizado de un pasivo financiero.

2.3.6.2.4 Cancelación de pasivos financieros

La Compañía reconoce la cancelación de los pasivos financieros cuando sus obligaciones se liberan, cancelan o expiran. La diferencia entre el importe en libros de dicho pasivo financiero y la contraprestación pagada, se reconoce en el estado de resultados y otros resultados integrales.

Cuando un pasivo financiero existente se reemplaza por otro en términos sustancialmente diferentes; o bien los términos de un pasivo existente se modifican significativamente, dicho intercambio o modificación se trata como una baja del pasivo original y el reconocimiento de un nuevo pasivo. La diferencia en los valores contables respectivos se reconoce en el estado de resultados y otros resultados integrales.

2.3.7 Reconocimiento de ingresos por contratos con clientes y otros ingresos

2.3.7.1 Ingresos por contratos con clientes

Los ingresos por contratos con clientes se reconocen en el momento en el que el control de los bienes o servicios se transfiere al cliente por un monto que refleja la contraprestación a la que la Compañía espera tener derecho a cambio de esos bienes o servicios. El Grupo ha llegado a la conclusión de que actúa como principal en sus acuerdos de ingresos porque normalmente controla los bienes o servicios antes de transferirlos al cliente.

Los criterios de reconocimiento de los ingresos de las principales actividades de la Compañía incluyen los ingresos por la exploración y explotación de petróleo y gas. Los ingresos por la venta de petróleo crudo, gas natural y GNL se reconocen en el momento en que el control del activo se transfiere al cliente, generalmente al momento de la entrega de las existencias. El plazo normal de crédito es de 30 a 45 días después de la entrega

Los ingresos provenientes de la producción de petróleo y gas natural de los acuerdos conjuntos en que la Compañía participa se reconocen cuando se perfeccionan las ventas a clientes y los costos de producción serán devengados o diferidos para reflejar las diferencias entre los volúmenes tomados y vendidos a los clientes y el porcentaje de participación contractual resultante del acuerdo conjunto.

Sobre la base del análisis de ingresos realizado por la Gerencia de la Compañía, la Nota 5 se ha desglosado por (i) tipo de producto y (ii) canales de venta. Todos los ingresos de la Compañía se reconocen en un momento determinado.

Saldos contractuales

Activos contractuales

Un activo contractual es el derecho a una contraprestación a cambio de bienes o servicios transferidos al cliente En caso de que la transferencia de bienes o servicios se realice antes de recibir el pago y/o la contraprestación acordada, se reconoce un activo contractual por la contraprestación recibida.

Cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar

Una cuenta por cobrar representa el derecho de la Compañía a recibir una contraprestación que es incondicional; es decir, sólo se requiere el paso del tiempo antes de la fecha de vencimiento del pago de la contraprestación. Consulte las políticas contables de los activos financieros en la nota 2.3.6.1.

Pasivos contractuales

Un pasivo contractual es la obligación de transferir bienes o servicios a un cliente por el cual la Compañía ha recibido una contraprestación. Si un cliente paga una contraprestación antes de que la Compañía transfiera bienes o servicios, se reconoce un pasivo contractual. Cuando la Compañía se desempeña conforme al contrato, los pasivos se reconocen como ingresos.

Otros ingresos operativos – Subsidios del gobierno - Reconocimiento de la compensación por inyección de gas excedente y extraordinario

Los subsidios del gobierno se reconocen a su valor razonable cuando existe una seguridad razonable de que el subsidio se recibirá y la Compañía cumplirá con todas las condiciones necesarias. No hay condiciones no cumplidas u otras contingencias vinculadas a los siguientes subsidios.

El reconocimiento de ingresos por la inyección de gas excedente está bajo el alcance de la NIC 20, ya que implica una compensación como resultado del aumento de producción comprometido. Este elemento se ha expuesto en "Compensación de inyección de gas excedente", en "Otros ingresos operativos", en el estado de resultados y otros resultados integrales.

La Compañía no se benefició directamente de ninguna otra forma de asistencia gubernamental.

Ingresos por intereses

Los ingresos por intereses se reconocen utilizando el método de interés efectivo. Cuando una cuenta por cobrar tiene pérdidas por deterioro, la Compañía reduce el importe en libros a su importe recuperable, siendo el flujo de efectivo futuro estimado descontado con la tasa de interés efectiva original del instrumento, y continúa compensando el descuento como ingreso por intereses. Los ingresos por intereses sobre créditos vencidos se reconocen utilizando la tasa de interés efectiva original.

2.3.8 Inventarios

Este rubro incluye existencias de petróleo crudo, materias primas y materiales y repuestos, como se describe a continuación.

Los inventarios se presentan al menor entre el costo y el valor neto de realización. El costo de los inventarios incluye los gastos incurridos en la producción y otros costos necesarios para llevarlos a su ubicación y condición existentes. El costo se determina utilizando el método del Costo Promedio Ponderado.

El valor neto de realización es el precio de venta estimado en el curso ordinario del negocio menos los costos directos estimados para realizar la venta.

La evaluación del valor recuperable de estos activos se realiza en cada fecha de reporte, y la pérdida resultante se reconoce en el estado de resultados y otros resultados integrales cuando los inventarios están sobrevaluados.

La parte de materiales y piezas de repuestos importantes y el equipo de mantenimiento permanente existentes que la Compañía espera utilizar durante más de un período, así como las que sólo pudieran ser utilizadas con relación a un elemento de propiedad, se incluye en el rubro "Propiedad, planta y equipo".

2.3.9 Efectivo y equivalentes de efectivo

Para efectos de presentación del estado de flujos de efectivo, el efectivo y los equivalentes de efectivo incluyen la caja disponible, los depósitos a la vista mantenidos en instituciones financieras y otras inversiones a corto plazo de gran liquidez; con vencimientos originales de tres meses o menos, fácilmente convertibles a efectivo y que están sujetas a un riesgo insignificante de cambios en el valor. En caso de existir sobregiros bancarios, los mismos se exponen dentro de los préstamos corrientes en el estado de situación financiera. Los mismos no se revelan en el estado de flujos de efectivo ya que no forman parte de las disponibilidades de la Compañía.

2.3.10 Cuentas con Casa Matriz

Los movimientos de las cuentas con la Casa Matriz se han contabilizado de acuerdo con las decisiones de la Asamblea de Accionistas de la Casa Matriz y las normas legales o reglamentarias.

a. Capital asignado

Representa el capital asignado a la Sucursal, compuesto por las contribuciones que realizó la Casa Matriz.

b. Resultados acumulados

Los resultados acumulados comprenden las ganancias o pérdidas acumuladas sin una asignación específica. Las mismas pueden ser distribuibles como dividendos por decisión de reuniones de los accionistas de la Casa Matriz, siempre y cuando no estén sujetas a restricciones legales. Los resultados acumulados comprenden ganancias de años anteriores que no fueron distribuidas, o pérdidas, y las cantidades transferidas desde otros resultados integrales.

De acuerdo con la Ley No. 25.063, los dividendos distribuidos en efectivo o en especie, en exceso de las ganancias fiscales acumuladas al cierre del año fiscal inmediatamente anterior a la fecha de pago o distribución, estaban sujetos a una retención del 35% en concepto de impuesto por pago único y definitivo.

La sanción de la Ley No. 27.430, publicada el 29 de diciembre de 2017 (Ver Nota 28), eliminó esta retención de impuestos sobre los dividendos para las nuevas ganancias generadas por los años fiscales que comenzaron a partir del 1 de enero de 2018. Esa ley lo reemplaza con una retención de 7% para los años fiscales 2018 y 2019 y 13% para los años fiscales subsiguientes, sobre dividendos distribuidos por compañías de capital a favor de sus accionistas, cuando son personas físicas o sucesiones indivisas residentes de Argentina o beneficiarios que residen en el exterior de Argentina (impuesto de igualación).

c. Otros resultados integrales

Incluye ganancias y pérdidas actuariales para planes de beneficios definidos y el efecto fiscal relacionado.

d. Distribución de utilidades

La distribución de utilidades a la Casa Matriz se reconoce como un pasivo en los estados financieros en el año en que los dividendos son aprobados por las reuniones de los accionistas de la Casa Matriz y se incluye en el rubro “Cuentas con la Casa Matriz”

2.3.11 Beneficios para empleados

2.3.11.1 Obligaciones a corto plazo

Los pasivos por sueldos y salarios, incluidos los beneficios no monetarios que se esperan liquidar en su totalidad dentro de los 12 meses posteriores al final del período en que los empleados prestan el servicio relacionado, se reconocen con respecto a los servicios de los empleados hasta el final del periodo y se miden a los montos que se espera pagar cuando se liquiden los pasivos. Los mismos se exponen en la línea de “Salarios y contribuciones sociales por pagar corrientes” en el estado de situación financiera.

Los costos relacionados con las ausencias compensadas, como las vacaciones, se reconocen a medida que se devengan.

2.3.11.2 Plan de beneficios definidos

Los pasivos por costos laborales se acumulan en los períodos en que los empleados prestan los servicios que originan la contraprestación.

El costo de los planes de beneficios definidos se reconoce periódicamente de acuerdo con las contribuciones realizadas por la Compañía.

Adicionalmente, la Compañía opera varios planes de beneficios definidos. Los planes de beneficios definidos corresponden a una cantidad de prestaciones de pensión que un empleado recibirá al jubilarse, dependiendo de uno o más factores, como la edad, los años de servicio y la compensación. De acuerdo con las condiciones establecidas en cada plan, el beneficio puede consistir en un pago único o en pagos complementarios a los que realiza el sistema de pensiones.

El pasivo por beneficios definidos reconocido en el estado de situación financiera, al final del periodo sobre el que se informa, es el valor actual de la obligación por prestaciones definidas neta del valor razonable de los activos del plan, en caso de corresponder. La obligación de beneficio definido se calcula anualmente por actuarios independientes utilizando el método de la unidad de crédito proyectada. El valor actual de la obligación por prestaciones definidas se determina descontando las salidas futuras de efectivo estimadas utilizando suposiciones actuariales futuras sobre las variables demográficas y financieras que afectan la determinación del monto de dichas prestaciones.

Las ganancias y pérdidas actuariales derivadas por los cambios en los supuestos actuariales se reconocen en otros resultados integrales en el período en que surgen y los costos de servicios pasados se reconocen inmediatamente en el estado de resultados consolidado y otros resultados integrales.

2.3.12 Costos financieros

Los costos financieros, ya sean generales o específicos, que son directamente atribuibles a la adquisición, construcción o producción de un activo calificado se capitalizan durante el período de tiempo que se requiere para completar y preparar el activo para su uso esperado o su venta prevista. Los activos que califican son activos que necesariamente requieren un período sustancial para prepararse para el uso o venta que se pretende.

Los ingresos devengados por inversiones temporarias de préstamos específicos se deducen de los costos financieros que reúnen las condiciones para su capitalización.

Otros costos financieros se contabilizan en el período en que se incurren.

Durante el período del 1 de enero de 2018 al 3 de abril de 2018 y por el año terminado el 31 de diciembre de 2017, la Compañía no capitalizó los costos financieros, ya que no tienen activos calificados o costos financieros incurridos durante ese período / año.

2.3.13 Provisiones y pasivos contingentes

La Compañía reconoce las provisiones cuando tiene una obligación presente o futura como resultado de un evento pasado, es probable que se requiera una salida de recursos para liquidar dicha obligación, y la cantidad puede estimarse de manera confiable. No se reconocen provisiones por futuras pérdidas operativas.

Las provisiones se miden al valor actual de los gastos que se espera se requieran para cancelar la obligación presente, teniendo en cuenta la mejor información disponible a la fecha de los estados financieros en función de los supuestos y métodos que se consideren adecuados y teniendo en cuenta la opinión de los asesores legales de la Compañía. A medida que la información adicional se pone a disposición de la Compañía, las estimaciones se revisan y ajustan periódicamente. La tasa de descuento utilizada para determinar el valor actual refleja las evaluaciones actuales del mercado del valor temporal del dinero y los riesgos específicos del pasivo. El aumento en la provisión debido al paso del tiempo se reconoce como costos financieros.

Cuando la Compañía espera que una parte o la totalidad de la provisión sea reembolsada y tiene certeza de su ocurrencia, por ejemplo, bajo un contrato de seguro, el reembolso se reconoce como un activo separado, pero únicamente cuando el reembolso sea virtualmente cierto.

Los pasivos contingentes son: i) posibles obligaciones que surgen de eventos pasados y cuya existencia se confirmará solo por la ocurrencia o no de eventos futuros inciertos que no estén totalmente bajo el control de la entidad; o ii) obligaciones actuales que surgen de eventos pasados, pero no es probable que se requiera una salida de recursos para su liquidación; o cuya cantidad no se puede medir con suficiente fiabilidad.

Los pasivos contingentes no se reconocen. La Compañía revela en notas a los estados financieros una breve descripción de la naturaleza de los pasivos contingentes materiales.

Los pasivos contingentes, cuya probabilidad es remota, no se revelan a menos que impliquen garantías, en cuyo caso se revela la naturaleza de la garantía.

Cuando se espera que una parte o la totalidad de los beneficios económicos requeridos para liquidar una provisión se recuperen de un tercero, el crédito por cobrar se reconoce como un activo si es prácticamente seguro que se recibirá un reembolso y que el monto del crédito por cobrar se puede medir confiablemente.

2.3.13.1 Provisión para taponamiento y abandono de pozos

La Compañía reconoce una provisión para taponamiento y abandono de pozos cuando existe una obligación legal o implícita como resultado de eventos pasados y es probable que se requiera una salida de recursos para liquidar la obligación y una estimación confiable de la cantidad que se deba incurrir.

En general, la obligación surge cuando se instala el activo o se altera el terreno o ambiente en la ubicación del pozo. Cuando se reconoce inicialmente el pasivo, el valor actual de los costos estimados se capitaliza, aumentando el valor en libros de los activos relacionados para la extracción de petróleo y gas en la medida en que se hayan incurrido como consecuencia del desarrollo o construcción del pozo.

Las provisiones adicionales que surgen debido a un mayor desarrollo o construcción en la propiedad para la extracción de petróleo y gas incrementan el costo del activo correspondiente al momento de originarse el pasivo.

Los cambios en los tiempos estimados o el costo de taponamiento y abandono de pozos se tratan de manera prospectiva, registrando un ajuste a la provisión y al activo correspondiente. Cualquier reducción en el pasivo por taponamiento y abandono de pozos y, por lo tanto, cualquier deducción del activo con el que se relaciona no puede exceder el valor en libros de ese activo. Si lo hace cualquier excedente con respecto al valor contable en libros se transfiere inmediatamente a resultados.

Si el cambio en la estimación da como resultado un aumento en el pasivo por taponamiento y, por lo tanto, una adición al valor en libros del activo, la Compañía considera si existe o no una indicación de deterioro del activo de manera integral y, por lo tanto, se somete a pruebas de deterioro. En caso de pozos maduros, si la estimación del valor revisado de los activos para la extracción de petróleo y gas, neto de las provisiones de taponamiento y abandono del pozo, excede el valor recuperable, esa parte del incremento se carga directamente a los gastos.

Con el tiempo, el pasivo descontado aumenta con el cambio en el valor actual, en función de la tasa de descuento que refleja las evaluaciones del mercado actual y los riesgos específicos del pasivo. La reversión periódica del descuento se reconoce en el estado de resultados y otros resultados integrales como un costo financiero.

La Compañía reconoce los activos por impuestos diferidos con respecto a la diferencia temporal entre las disposiciones de taponamiento y abandono del pozo y la obligación tributaria diferida correspondiente a la diferencia temporal en un activo de taponamiento y abandono del pozo.

2.3.13.2 Provisión para remediación ambiental

La provisión para costos ambientales se reconoce cuando es probable que se lleve a cabo una remediación en los suelos y los costos se puedan estimar de manera confiable. En general, el momento de reconocimiento de estas disposiciones coincide con el compromiso de un plan de acción formal o, si es anterior, en el momento de la desinversión o el cierre de los sitios inactivos.

La cantidad reconocida es la mejor estimación del gasto requerido para cancelar la obligación. Si el efecto del valor tiempo del dinero es material, el valor reconocido es el valor actual del gasto futuro estimado.

2.3.14 Impuesto a la utilidad e impuesto a la utilidad mínima presunta

2.3.14.1 Impuesto a la utilidad corriente y diferido

Los gastos tributarios del período/año incluyen el impuesto corriente y el diferido. El impuesto se reconoce en el estado de resultados y otros resultados integrales, excepto en la medida en que se relacione con partidas reconocidas en otros resultados integrales o directamente en el capital. En este caso, el impuesto también se reconoce en otro resultado integral o directamente en el capital, respectivamente.

El cargo por impuesto a la utilidad corriente se calcula en base a las leyes tributarias promulgadas al final del período del informe. La Compañía evalúa periódicamente las posiciones tomadas en las declaraciones de impuestos con respecto a situaciones en las que la regulación fiscal aplicable está sujeta a interpretación. Adicionalmente, reconoce provisiones basadas en los montos que se espera pagar a las autoridades fiscales. Cuando los tratamientos fiscales son inciertos, si se considera probable que una autoridad tributaria acepte el tratamiento fiscal dado por la Compañía, los impuestos a la utilidad se reconocen de acuerdo con las declaraciones de impuesto a la utilidad de esta. Si no se considera probable, la incertidumbre se refleja utilizando la cantidad más probable o un valor esperado, dependiendo de qué método predice mejor la resolución de la incertidumbre.

El impuesto a la utilidad diferido se reconoce, utilizando el método del pasivo, sobre las diferencias temporales entre las bases fiscales de los activos y pasivos y sus valores en libros en los estados financieros. Los pasivos por impuestos diferidos se reconocen para todas las diferencias temporarias imponibles, salvo que provengan del reconocimiento del crédito mercantil.

Los activos por impuesto a la utilidad diferido se reconocen sólo en la medida en que sea probable que la ganancia fiscal futura esté disponible y se pueda usar contra diferencias temporarias. El valor en libros de los activos por impuestos diferidos se revisa al final de cada período de reporte y se reduce en la medida en que ya no sea probable que haya suficientes ganancias gravables disponibles para permitir la recuperación total o parcial del activo.

Dichos activos y pasivos por impuestos diferidos no se reconocen si la diferencia temporal surge del reconocimiento inicial (distinto al de una combinación de negocios) de activos y pasivos en una transacción que no afecta ni a la ganancia fiscal ni a la utilidad contable.

Los activos y pasivos por impuesto a la utilidad diferido se compensan cuando existe un derecho legalmente exigible; y se relacionan con los impuestos sobre la utilidad aplicados por la misma autoridad tributaria en la misma entidad imponible o diferentes entidades imponibles donde hay una intención de liquidar los saldos sobre una base neta.

Los activos y pasivos por impuestos corrientes y diferidos no se han descontado, y se expresan a sus valores nominales.

Los pasivos y activos por impuestos diferidos se miden a las tasas impositivas que se espera que se apliquen en el período en que se liquida el pasivo o el activo realizado, sobre la base de las tasas impositivas (y leyes fiscales) que se han promulgado al final del período de presentación de informe.

La medición de los pasivos y activos por impuestos diferidos refleja las consecuencias fiscales que se derivarían de la manera en que la Compañía espera, al final del periodo sobre el que se informa, recuperar o liquidar el valor en libros de sus activos y pasivos.

Las tasas de impuesto a la utilidad vigentes al 3 de abril de 2018 en Argentina (ver Nota 28) es del 30% (al 31 de diciembre de 2017: 35% y al 1 de enero de 2017: 35%).

2.3.14.2 Impuesto a la utilidad mínima presunta

La Compañía evalúa el impuesto a la utilidad mínima presunta en Argentina aplicando la tasa actual del 1% sobre los activos computables al cierre del año.

Además, la Compañía calcula el impuesto a la utilidad mínima presunta aplicando la tasa actual del 1% sobre los activos computables al cierre de cada período de reporte. Este impuesto es complementario al impuesto a la utilidad en Argentina y solo será aplicable a la Compañía en el caso de que resulte mayor al impuesto a la utilidad. Sin embargo, si el impuesto a la utilidad mínima presunta excede el impuesto a la utilidad durante un año fiscal, tal exceso se podrá computar a cuenta de pagos futuros de impuesto a la utilidad que se pueda generar en los siguientes diez años.

El 22 de julio de 2016, se publicó la Ley No. 27.260, que elimina el impuesto a la utilidad mínima presunta para los años que comienzan el 1 de enero de 2019 y posteriores en Argentina.

Al 3 de abril de 2018, al 31 de diciembre de 2017 y al 1 de enero de 2017, el impuesto a la utilidad determinado fue superior al impuesto a la utilidad mínima presunta determinado para ambos años, por lo que no se reconoció ningún impuesto a la utilidad mínima presunta a dichas fechas. La compañía no tiene ningún activo por impuesto diferido a la utilidad mínima presunta incluido en otras cuentas por cobrar correspondientes a años anteriores.

2.3.15 Arrendamientos

La determinación de si un acuerdo es (o contiene) un contrato de arrendamiento se basa en la sustancia del mismo al inicio del contrato. El acuerdo es, o contiene, un arrendamiento si el cumplimiento del acuerdo depende del uso de un activo (o activos) específico y el acuerdo transmite un derecho de uso del activo (o activos), incluso si ese activo no es (o esos activos no son) especificado explícitamente en un acuerdo.

2.3.15.1 La Compañía como arrendatario

Un contrato de arrendamiento se clasifica en la fecha de inicio como financiero u operativo. Un arrendamiento que transfiere sustancialmente todos los riesgos y beneficios inherentes a la propiedad de la Compañía se clasifica como un arrendamiento financiero.

Los arrendamientos financieros se capitalizan al inicio del contrato al valor razonable de la propiedad arrendada o, si es menor, al valor actual de los pagos mínimos del arrendamiento. Los pagos de arrendamiento se distribuyen entre los cargos financieros y la reducción del pasivo de arrendamiento a fin de lograr una tasa de interés constante sobre el saldo restante del pasivo. Los cargos financieros se reconocen en costos financieros en el estado de resultados y otros resultados integrales, a menos que sean directamente atribuibles a activos calificados, en cuyo caso se capitalizan de acuerdo con la política general de la Compañía sobre costos de endeudamiento. Los arrendamientos contingentes se reconocen como gastos en los periodos en que se incurren.

Un activo arrendado se amortiza durante la vida útil del activo. Sin embargo, si no existe una certeza razonable de que la Compañía obtendrá la propiedad al final del plazo del arrendamiento, el activo se amortizará durante el período más corto de la vida útil estimada del activo y el plazo del arrendamiento.

Un arrendamiento operativo es aquel que no fue definido como arrendamiento financiero. Los pagos de arrendamiento operativo se reconocen como un gasto en el estado de resultados y otros resultados integrales en línea recta durante el plazo del arrendamiento. Los arrendamientos contingentes que surgen de arrendamientos operativos se reconocen como un gasto en el período en que se incurren.

En el caso de que se reciban incentivos de arrendamiento para entrar en arrendamientos operativos, dichos incentivos se reconocen como un pasivo. El beneficio agregado de los incentivos se reconoce como una reducción del gasto de alquiler en línea recta, excepto cuando otra base sistemática es más representativa del patrón temporal en el que se consumen los beneficios económicos del activo arrendado.

2.4 Adopción de las NIIF por primera vez

Como se indica en la nota 1.1., la Compañía es una sucursal de APCO Inc. El domicilio de la Casa Matriz se encuentra en las Islas Caimán. La compañía concluyó que se trata de una Entidad de reporte separada de su Casa Matriz, y en consecuencia, emite estados financieros separados bajo NIIF.

La Compañía, ha aplicado las NIIF por primera vez durante el año terminado el 31 de diciembre de 2017, tomando como fecha de transición el 1 de enero de 2017 y aplicó de manera consistente las políticas contables establecidas en la Nota 2.3 al preparar sus estados financieros a partir del 3 de abril de 2018 y por el periodo del 1 de enero de 2018 al 3 de abril de 2018, y al 31 de diciembre de 2017 y por el año terminado en esa fecha. Además, esas políticas contables se aplicaron sistemáticamente en la preparación del estado de situación financiera NIIF de apertura al 1 de enero de 2017 (la “Fecha de transición”).

Para períodos hasta e incluyendo el año terminado el 31 de diciembre de 2017, la Compañía originalmente preparó sus estados financieros de acuerdo con Normas Contables Argentinas (NCA).

Al preparar los primeros estados financieros conforme a las NIIF, la Compañía ajustó los montos previamente informados en sus estados financieros preparados de acuerdo con NCA. La explicación de la transición de NCA a NIIF ha afectado la situación financiera, los resultados de las operaciones y los flujos de efectivo, como se explica a continuación.

En consecuencia, la Compañía ha preparado estados financieros que cumplen con las NIIF aplicables a partir del 3 de abril de 2018, como se describe en el resumen de políticas contables significativas. Al preparar estos estados financieros, el primer estado de situación financiera de la Compañía se preparó a partir del 1 de enero de 2017, fecha de transición de la Compañía a las NIIF. Esta nota explica los principales ajustes realizados por la Compañía en la reexpresión de sus estados financieros de acuerdo con

NCA, incluido el estado de situación financiera al 1 de enero de 2017 y al 31 de diciembre de 2017 y los resultados de las operaciones por el año terminado el 31 de diciembre de 2017.

Exenciones aplicadas

De conformidad con la NIIF 1, Adopción por primera vez de las Normas Internacionales de Información Financiera, la Compañía ha aplicado las NIIF de forma retrospectiva, sujeto a las siguientes excepciones obligatorias relevantes y exenciones voluntarias a la aplicación retroactiva de las NIIF:

a) Estimaciones

La NIIF 1 establece que las estimaciones de acuerdo con las NIIF en la fecha de la transición serán consistentes con las estimaciones realizadas de acuerdo con las NC anteriores (después del ajuste para reflejar las diferencias en las políticas contables); a menos que haya evidencia objetiva, de que esas estimaciones fueron erróneas. Las estimaciones utilizadas por la administración de VISTA para presentar estos montos de acuerdo con las NIIF reflejan las condiciones al 1 de enero de 2017, la fecha de transición a las NIIF, y al 31 de diciembre de 2017. No se realizaron ajustes a las estimaciones de las NC anteriores.

b) Exención para activos y pasivos de subsidiarias, asociadas y negocios conjuntos

La Compañía adoptó las NIIF por primera vez después de su Casa Matriz, APCO Inc., que adoptó las NIIF al 31 de diciembre de 2015 con una fecha de transición el 1 de enero de 2014.

La NIIF 1 permite adoptar por primera vez las NIIF más tarde que la Casa Matriz para medir los activos y pasivos en sus estados financieros, ya sea en:

i. los valores en libros incluidos en los estados financieros consolidados de la matriz, con base en la fecha de transición a NIIF de la matriz, si no se realizaron ajustes por los procedimientos de consolidación y los efectos de la combinación de negocios en la cual la matriz adquirió la subsidiaria; o
ii. ii) los valores en libros basados en la propia fecha de transición de la Compañía, que podrían diferir de (i) cuando las exenciones dan como resultado mediciones que dependen de la fecha de transición o cuando las políticas contables utilizadas difieren de las utilizadas por la matriz.

La Compañía ha optado por utilizar el valor en libros de sus activos y pasivos sobre la base de los activos y pasivos derivados de la fecha de transición de APCO Inc.

Conciliación de las cuentas con Casa Matriz al 1 de enero de 2017 y al 31 de diciembre de 2017

	Al 1 de enero de 2017	Al 31 de diciembre de 2017	Referencia
Cuentas con Casa Matriz bajo NCA en miles de ARS	**1.327.415**	**934.589**	
Tipo de cambio (*)	15,89	18,65	
Cuentas con Casa Matriz bajo NCA en US $	**83.538**	**50.115**	
Efecto de la aplicación de la moneda funcional sobre:			**a)**
• Propiedad, planta y equipo	49.427	57.362	**b) and c)**
• Inventario	442	9	**g)**
• Otros	(310)	15	
• Deterioro de propiedad, planta y equipo debido a la adopción en moneda funcional	(24.535)	(25.615)	**c)**
Efecto de los subsidios del gobierno	5.722	-	**h)**
Efecto del impuesto a la utilidad	(16.794)	(9.418)	**d)**
Cuentas con Casa Matriz bajo NIIF	**97.490**	**72.468**	

(*) Al tipo de cambio de AR $ a US $ al 1 de enero de 2017 y al 31 de diciembre de 2017, respectivamente.

Reconciliación del resultado integral total por el año terminado el 31 de diciembre de 2017

	Al 31 de diciembre de 2017	Referencia
Ingreso neto bajo NCA en miles de ARS	**68.043**	
Tipo de cambio (*)	16,55	
Ingreso neto bajo NCA en US$	**4.110**	
Efecto de la aplicación de la moneda funcional y de reporte sobre:		**a)**
• Propiedad, planta y equipo	7.595	**b)**
• Depreciación de propiedad, planta y equipo	(1.080)	**c)**
• Inventario	-	**g)**
• Diferencias de tipo de cambio en NCA	(4.903)	**f)**
Efecto del subsidio del Gobierno	(5.722)	**h)**
Impuesto a la utilidad diferido	(727)	**d)**
Pérdida neta del año bajo NIIF en US$	**(727)**	
• Efecto del plan de pensiones (neto del impuesto a la utilidad diferido)	(293)	**e)**
Total resultado integral bajo NIIF en US$	**(1.020)**	

(*) Tipo de cambio promedio del año 2017

a) Efecto de la aplicación de la moneda funcional y de reporte

Bajo NCA, los estados financieros fueron medidos y presentados en pesos argentinos (moneda de reporte) reconociendo los efectos de las variaciones en el poder de compra del dinero al aplicar el método de actualización en moneda constante establecido por la Resolución Técnica N° 6 y considerando las disposiciones del Decreto 664/03, que estableció la suspensión de la reexpresión de los estados financieros en moneda constante a partir del 1 de marzo de 2003. Las transacciones en moneda extranjera se registraron en pesos argentinos al tipo de cambio vigente a la fecha de cada transacción. Las diferencias de cambio que surgen de partidas monetarias en moneda extranjera se reconocieron como ingresos (gastos) financieros en el año en que se incurren.

Según las NIIF, las empresas deben determinar su moneda funcional de acuerdo con los criterios establecidos por la NIC 21, “Los efectos de las variaciones en los tipos de cambio de la moneda extranjera”, que pueden diferir de su moneda de reporte. De acuerdo con las disposiciones de esa norma, la administración de la Compañía ha definido el dólar estadounidense como su moneda funcional. En consecuencia, las cuentas con Casa Matriz, al 1 de enero y al 31 de diciembre de 2017, preparadas según NCA, se han vuelto a medir en dólares estadounidenses de acuerdo con el procedimiento establecido en la NIC 21, con el objetivo de generar la misma información contable que habría sido reportada si los registros contables se hubieran mantenido en esa moneda funcional.

De acuerdo con los procedimientos establecidos, los activos y pasivos monetarios se vuelven a medir a los tipos de cambio de cierre. Las partidas no monetarias, que se miden en términos de costo histórico, así como los ingresos y gastos, se vuelven a medir utilizando el tipo de cambio en la fecha de la transacción relevante. Los resultados de la nueva medición en dólares estadounidenses de activos y pasivos monetarios en monedas diferentes del dólar estadounidense se reconocen como ingresos (gastos) en el año en que se incurren.

Las inversiones de la Compañía en acuerdos conjuntos se clasifican como operaciones conjuntas de acuerdo con la NIIF 11 Acuerdos conjuntos (intereses en los acuerdos de exploración y producción de petróleo y gas). La Compañía también ha determinado que la moneda funcional de esos acuerdos conjuntos es el dólar estadounidense.

b) Valuación de propiedad, planta y equipo (“PP&E”)

La Compañía eligió valuar propiedad, planta y equipo al costo depreciado al 1 de enero de 2017, medido en la moneda funcional definida por la Compañía de acuerdo con las NIIF. Después de adoptar las NIIF por primera vez, estas permiten a la Compañía elegir el tratamiento para la medición de los componentes de PP&E. La Norma Internacional de Contabilidad 16 – propiedad, planta y equipo (NIC 16) establece que una entidad debe elegir entre el "modelo de costo" o el "modelo de revaluación". La Compañía optó por continuar aplicando el modelo de costo para todos los componentes de PP&E.

c) Deterioro de propiedad, planta y equipo

Corresponde al efecto en la medición del deterioro de propiedad, planta y equipo en la moneda funcional definida por la Compañía de acuerdo con las NIIF (ver nota adicional 3.2.1).

d) Efecto del impuesto a la utilidad

Corresponde al efecto en el impuesto a la utilidad de los ajustes conforme a las NIIF

e) Resultados relacionados con obligaciones por planes de beneficios definidos

Según NCA, las pérdidas actuariales derivadas de la nueva medición de la obligación por beneficios definidos de los planes de pensiones se reconocieron en la cuenta de “Otros (gastos) ingresos, netos” del estado de resultados.

De acuerdo con las NIIF, según las disposiciones de la NIC 19 “Beneficios a empleados”, las nuevas mediciones de los planes de beneficios definidos netos, se reconocen en otros resultados integrales y no se deben reclasificar a utilidad o pérdida en un período posterior y se deben transferir directamente a las ganancias acumuladas.

f) Diferencias de cambio en NCA

Corresponde a la eliminación de las diferencias de cambio registradas en NCA originadas por activos y pasivos monetarios denominados en dólares estadounidenses, y al reconocimiento de las diferencias de cambio que representan la medición de activos y pasivos monetarios denominados en monedas distintas del dólar estadounidense, como resultado de aplicación del concepto de moneda funcional anteriormente mencionado.

g) Inventario

Tanto en NIIF como en NCA, los inventarios se contabilizan al costo de producción. El costo de producción incluye los costos de compra directa, costo de producción, transporte y fabricación.

Además, los inventarios de productos básicos y las piezas de repuesto se presentan al menor entre el costo y el valor neto de realización según las NIIF y NCA.

El efecto en el inventario entre NCA y NIIF como se indica en la conciliación se debe al efecto del cambio en la moneda funcional.

h) Programa de estímulo a la inyección excedente de gas natural para empresas con inyección reducida ("Programa IR")

Bajo NCA, la Compañía reconoció en 2017 el precio de los incentivos recibidos por un monto de ARS 36,5 millones, ARS 21,8 millones y ARS 26,2 millones efectivamente percibidos durante el año en relación con el programa de IR explicado en la nota 1.2.2.1 correspondiente al segundo, tercer y cuarto trimestre de 2016, respectivamente.

Bajo NIIF, esas cantidades fueron reconocidas bajo el principio de lo devengado.

Principales reclasificaciones

A continuación, se enumeran las áreas principales que originaron las reclasificaciones como resultado de la adopción por primera vez de las NIIF:

Estado de situación financiera:

a) Los fondos de inversión y los certificados de depósitos por un monto de 2.445 se clasificaron como inversiones a corto plazo según las NCA, mientras que bajo las NIIF se clasifican como efectivo y equivalentes de efectivo.
b) Las cuentas por cobrar con partes relacionadas por 215 se clasificaron como anticipos de proveedores, mientras que bajo NIIF se clasifican como partes relacionadas.
c) Las licencias de software por un total de ARS 100 se clasificaron como propiedad, planta y equipo según NCA, mientras que bajo NIIF se clasifican en Activos intangibles.
d) Los anticipos a proveedores por un monto de ARS 140 se clasificaron como propiedad, planta y equipo, mientras que bajo NIIF se clasifican en otros activos.
e) El impuesto a la utilidad diferido por ARS (2.809) se clasificó bajo otros activos según las NCA, mientras que bajo las NIIF se clasifican como pasivo por impuesto a la utilidad diferido.
f) El pasivo del plan de pensiones que asciende a ARS 1.473 se clasificó en otras cuentas por pagar según NCA, mientras que bajo NIIF se clasifica como obligaciones por planes de beneficios definidos.
g) El pasivo por impuesto a la utilidad devengada se clasificó como impuestos y regalías a pagar según NCA, mientras que bajo las NIIF se clasifica como impuesto a la utilidad a pagar.

Estado de flujo de efectivo

Los cheques a depositar que se presentaron como Efectivo y equivalentes de efectivo según NCA, conforme a las NIIF se revelan en Cuentas por cobrar.

Nota 3. Juicios, estimaciones y supuestos contables significativos

La preparación de los estados financieros requiere que la Gerencia formule juicios y estimaciones futuros, así como de la aplicación de juicios críticos y de que establezca supuestos que impactan la aplicación de las políticas contables, así como los montos de activos y pasivos, ingresos y gastos revelados.

Los juicios y estimaciones utilizados en la preparación de los estados financieros son evaluados de manera continua y se basan en la experiencia pasada, así como otros factores razonables bajo las circunstancias existentes. Los resultados futuros podrían diferir de las estimaciones y evaluaciones realizadas a la fecha de preparación de los estados financieros.

3.1 Juicios críticos en la aplicación de políticas contables

A continuación, se presentan los juicios críticos, aparte de los que involucran estimaciones (ver nota 3.2), que la Gerencia ha realizado en el proceso de aplicación de las políticas contables de la Compañía y que tienen el impacto más significativo sobre los montos reconocidos en los estados financieros

3.1.1 Contingencias

La Compañía está sujeta a varios reclamos, juicios y otros procedimientos legales, surgidos en el curso ordinario de su negocio. Los pasivos de la Compañía con respecto a dichas reclamos, juicios y otros procedimientos legales no pueden estimarse con certeza absoluta. Por consiguiente, periódicamente la Compañía revisa el estado de cada contingencia y evalúa el posible pasivo financiero, aplicando los criterios indicados en la Nota 2.3.13, para lo cual la Gerencia formula sus estimaciones con la asistencia de asesores legales principalmente, basados en la información disponible en la fecha de los estados financieros, y teniendo en cuenta las estrategias de litigio, resolución o liquidación.

Las contingencias incluyen juicios pendientes o reclamos por posibles daños y/o reclamos de terceros en el curso ordinario del negocio de la Compañía, así como los reclamos de terceros derivados de disputas relacionadas con la interpretación de la legislación(es) aplicables.

La Compañía evalúa si existen gastos adicionales directamente asociados con la resolución de cada contingencia, en cuyo caso se incluyen en la provisión mencionada, siempre que los mismos puedan ser estimados razonablemente.

3.1.2 Acuerdos conjuntos

La Compañía debe evaluar si tiene control conjunto sobre un acuerdo, lo cual requiere de una evaluación de las actividades relevantes y las decisiones en relación con esas actividades relevantes que requieren el consentimiento unánime. La Compañía ha determinado que las actividades relevantes para sus acuerdos conjuntos son aquellas relacionadas con las decisiones operativas de capital, incluida la aprobación del programa anual de trabajo de capital y gastos operativos; el presupuesto para el acuerdo conjunto; así como la aprobación de los proveedores de servicios elegidos para cualquier gasto de capital importante según lo exijan los acuerdos operativos conjuntos. Las contraprestaciones hechas para determinar el control conjunto son similares a las necesarias para determinar el control sobre las subsidiarias (poder sobre la entidad (por ejemplo, derechos actuales que le dan la capacidad de dirigir las actividades relevantes de la entidad que recibe la inversión), exposición o derecho a los rendimientos variables de su participación en la entidad y la capacidad de usar su poder sobre la entidad para afectar sus rendimientos).

La aplicación del juicio también es requerida para clasificar un acuerdo conjunto. La clasificación de acuerdos requiere que la Compañía evalúe sus derechos y obligaciones que surgen del acuerdo. Específicamente, la Compañía considera:

- La estructura del acuerdo conjunto, si se estructura a través de un vehículo separado
- Cuando el acuerdo se estructura a través de un vehículo separado, la Compañía también considera los derechos y obligaciones que surgen de:
    - La forma jurídica del vehículo separado;
    - Los términos del acuerdo contractual;
    - Otros hechos y circunstancias, según el caso.

Esta evaluación a menudo requiere un juicio significativo. Una conclusión errónea sobre si un acuerdo es un control conjunto o bien si el mismo es una operación conjunta o una inversión en negocio conjunto, puede afectar significativamente la contabilidad.

3.1.3 Moneda funcional

La moneda funcional para la Compañía es la moneda del entorno económico primario en el que opera la entidad. La moneda funcional de cada subsidiaria de la Compañía es el dólar estadounidense. La determinación de la moneda funcional puede involucrar la realización de ciertos juicios tal y como la identificación del entorno económico primario y la entidad matriz reconsidera la moneda funcional de sus subsidiarias si hay un cambio en los eventos y condiciones, las cuales son determinadas por el entorno económico primario.

3.2 Fuentes clave de incertidumbre en la estimación

A continuación, se detallan las principales estimaciones que poseen un riesgo significativo y podrían generar ajustes en los montos de los activos y pasivos de la Compañía durante el próximo año:

3.2.1 Deterioro de los activos no financieros

Los activos no financieros, incluidos los activos intangibles identificables, se revisan para determinar su deterioro al nivel más bajo en el que existen flujos de efectivo identificables por separado que son en gran medida independientes de los flujos de efectivo de otros grupos de activos o UGEs. A estos efectos, cada una de las propiedades petrolíferas y de gas de propiedad o explotación conjunta se ha considerado como una única UGE, ya que todos y cada uno de sus activos contribuyen conjuntamente a la generación de entradas de efectivo independientes, que se derivan de un único producto, por lo que las entradas de efectivo no pueden atribuirse a activos individuales.

Para evaluar si existe evidencia de que una UGE podría estar deteriorada, se analizan las fuentes de información tanto externas como internas, siempre que los eventos o cambios en las circunstancias indiquen que el valor contable de un activo o UGE puede no ser recuperable. Ejemplos de estos acontecimientos son: cambios en los planes de negocio del grupo, cambios en las hipótesis del grupo sobre los precios de las materias primas y los tipos de descuento, pruebas de daños físicos o, en el caso de los activos de petróleo y gas, revisiones significativas a la baja de las reservas estimadas o aumentos en los gastos de desarrollo futuros estimados o en los costos de desmantelamiento, el costo de las materias primas, el marco regulador, las inversiones de capital previstas y la evolución de la demanda. Si existe algún indicio de deterioro, el Grupo realiza una estimación del valor recuperable del activo o de la UGE.

El valor recuperable de una UGE es el mayor entre su valor razonable menos los costos de enajenación o disposición por otra vía y su valor de uso. Cuando el importe en libros de una UGE excede a su importe recuperable, la UGE se considera deteriorada y se reduce a su importe recuperable. Dada la naturaleza de las actividades del Grupo, la información sobre el valor razonable de un activo o UGE suele ser difícil de obtener a menos que se estén llevando a cabo negociaciones con compradores potenciales u operaciones similares. En consecuencia, salvo indicación en contrario, el importe recuperable utilizado en la evaluación del deterioro es el valor de uso.

El valor de uso de cada UGE se estima en función del valor actual de los flujos de efectivo netos futuros que generarán las UGEs. Los planes de negocio de cada UGE, que son aprobados anualmente por la dirección ejecutiva, son la principal fuente de información para la determinación del valor de uso. Contienen hipótesis para la producción de petróleo, gas licuado de petróleo ("NGL" por sus siglas en inglés) y gas natural, volúmenes de ventas, costos y gastos de capital. Como paso inicial en la preparación de estos planes, la dirección ejecutiva establece diversos supuestos sobre las condiciones del mercado, como los precios del petróleo, el gas natural, los tipos de cambio y las tasas de inflación. Estos supuestos tienen en cuenta los precios existentes, el equilibrio entre la oferta y la demanda mundial de petróleo y gas natural, otros factores macroeconómicos y las tendencias y la variabilidad históricas. Al evaluar el valor de uso, los flujos de efectivo futuros estimados se ajustan para tener en cuenta los riesgos específicos del grupo de activos y se descuentan a su valor actual utilizando un tipo de descuento después de impuestos que refleja las evaluaciones actuales del mercado del valor tiempo del dinero.

En cada fecha de cierre del año se evalúa si existe algún indicio de que las pérdidas por deterioro previamente reconocidas hayan dejado de existir o hayan disminuido. Si existe tal indicación, se estima el importe recuperable. Una pérdida por deterioro previamente reconocida se revierte sólo si ha habido un cambio en las estimaciones utilizadas para determinar el valor recuperable del activo desde que se reconoció la última pérdida por deterioro. Después de una reversión, el cargo por depreciación se ajusta en años futuros para distribuir el importe en libros revisado del activo, menos cualquier valor residual, de forma sistemática a lo largo de su vida útil restante.

La determinación de si un activo o UGE está deteriorado, y en qué medida, implica estimaciones de la Gerencia sobre cuestiones altamente inciertas como los efectos de la inflación y la deflación en los gastos de explotación, las tasas de descuento, los perfiles de producción, las reservas y los recursos, y los precios futuros de los productos básicos, incluyendo las perspectivas de las condiciones de la oferta y la demanda en los mercados mundiales o regionales para el petróleo crudo y el gas natural. Se requiere juicio cuando se determina la agrupación apropiada de activos fijos en una UGE. Los flujos de efectivo reales y los valores pueden diferir significativamente de los flujos de efectivo futuros esperados y de los valores relacionados obtenidos mediante técnicas de descuento, lo que podría dar lugar a un cambio significativo en los valores contables de los activos del Grupo.

Principales supuestos utilizados

El cálculo del valor de uso realizado por la Compañía para UGE Bajada del Palo, UGE Agua Amarga y UGE Entre Lomas, UGE Coirón Amargo Sur Oeste ("CASO), UGE Coirón Amargo Norte ("CAN"), UGE Acambuco y UGE Sur Río Deseado Este es más sensible a los siguientes supuestos:

	Al 3 de abril de 2018	Al 31 de diciembre de 2017	Al 1 de enero de 2017
Tasas de descuento (después de impuestos)	11,25%	10,10%	10,66%
Precios del petróleo crudo, del gas licuado de petróleo y del gas natural			
Petróleo crudo - Brent (USD/bbl.)			
2017	-	-	55,00
2018	64,50	64,50	62,00
2019	65,00	65,00	65,00
2020	66,00	66,00	63,00
2021	65,90	65,90	65,00
2022	65,00	65,00	65,00
En adelante	65,00	65,00	65,00
Gas Natural - Precios locales (US$/MMBTU)			
2017	-	-	4,60
2018	4,60	4,60	4,60
2019	4,50	4,50	4,50
2020	4,50	4,50	4,50
2021	4,50	4,50	4,50
2022	4,50	4,50	4,50
En adelante	4,50	4,50	4,50
Gas licuado de petróleo – Precios locales (US$/Tn.)			
En adelante	439	439	439
Tipo de cambio (ARS/USD)			
2017	-	-	18,00
2018	24,20	24,20	24,20
2019	30,40	30,40	30,40
2020	34,80	34,80	34,80
2021	38,60	38,60	38,60
2022	38,60	38,60	38,60
En adelante	38,60	38,60	38,60
Tasa de inflación de Argentina (2018-2021 del FMI)			
2017	-	-	-
2018	28%	28%	28%
2019	17%	17%	17%
2020	13%	13%	13%
2021 en adelante	9%	9%	9%
Tasa de inflación de EE.UU.			
En adelante	+2%	+2%	+2%

Tasas de descuento: Las tasas de descuento representan el valor actual del mercado de los riesgos específicos de la Compañía, teniendo en cuenta el valor temporal del dinero y los riesgos individuales de los activos subyacentes que no han sido incorporados en las estimaciones de flujos de efectivo. El cálculo de la tasa de descuento se basa en las circunstancias específicas de la Compañía y se deriva de su Costo Promedio Ponderado de Capital (WACC, por sus siglas en inglés), con los ajustes adecuados para reflejar los riesgos y determinar la tasa después de impuestos. La tasa de impuesto a la utilidad utilizada es la tasa impositiva vigente en Argentina del 30% para 2018 y 2019 y del 25% para 2020 en adelante (con base en la modificación de la ley de impuesto a la utilidad del año 2017 explicada en la Nota 28). La WACC toma en cuenta tanto el costo de la deuda como el costo del capital. Para el cálculo del WACC se utilizaron datos de mercado público de ciertas empresas que se consideran similares a la Sucursal según la industria, región y especialidad ("Comparables").

El costo del capital se deriva del rendimiento esperado de la inversión por parte de los inversionistas de la Compañía que surgen del Modelo de valoración de activos de capital. El costo de la deuda se deriva del costo de los bonos corporativos de comparables.

Precios del petróleo crudo, gas natural y gas licuado de petróleo: los precios de los productos básicos previstos se basan en las estimaciones de la administración y los datos de mercado disponibles.

Para los precios del petróleo crudo, la Gerencia consideró descuentos o primas según la calidad del petróleo crudo o gas natural producido en cada una de las UGE. La evolución de los precios de Brent se estimó con las proyecciones medias de analistas de diferentes bancos sobre el precio de Brent para los próximos cinco años.

Con el fin de pronosticar el precio local del gas natural a 9.300 kcal/m3 ("Precio del gas"), dado que está desacoplado del precio internacional del gas y está influenciado por el nivel de oferta y demanda de Argentina, la administración utilizó un promedio del precio recibido por la venta de gas en cada una de las UGE. El precio del gas se ajusta linealmente por el valor calorífico del gas producido de cada una de las UGE.

El supuesto a largo plazo de la Compañía para los precios del petróleo es similar al reciente precio de mercado que refleja el juicio de que los precios recientes son consistentes con que el mercado puede producir suficiente petróleo para satisfacer la demanda global de manera sostenible en el largo plazo.

Producción y volúmenes de reservas: el nivel de producción futuro estimado en todas las pruebas de deterioro se basa en suposiciones sobre los precios futuros de los productos básicos, los costos de producción y desarrollo, las tasas de disminución de campo, los regímenes fiscales actuales y otros factores. Los supuestos de reservas para las pruebas de valor de uso están restringidos a las reservas probadas y probables. Para estimar el nivel futuro de producción, los informes de reservas auditados por ingenieros externos se utilizaron ajustándose por la temporalidad de la actividad (por ejemplo, perforación de nuevos pozos y reacondicionamientos) para adaptarse a los planes de la Compañía. Estos supuestos reflejan todas las reservas y recursos que la administración cree que un participante del mercado consideraría al valorar el activo. Al determinar el valor recuperable, los factores de riesgo se pueden aplicar a las reservas y los recursos, que no cumplen con los criterios para ser tratados como comprobados. Para cada tipo de reserva, la administración utilizó un factor de riesgo entre el 70% y el 100% de éxito a partir de su valor potencial total estimado.

Tasas de cambio e inflación: Para la evolución del tipo de cambio y la tasa de inflación de Argentina en pesos, se llevó a cabo un análisis integral, incorporando las propias proyecciones de la Compañía, las expectativas del mercado y las estimaciones del Poder Ejecutivo de Argentina. Con respecto a la tasa de inflación de los Estados Unidos en dólares estadounidenses, la administración consideró los pronósticos de la Junta de Gobernadores de la FED (Reserva Federal de los Estados Unidos).

Sensibilidad a los cambios en los supuestos

Con respecto a la evaluación del valor en uso, la administración cree que no hay cambios razonablemente posibles en ninguno de los supuestos claves anteriores que harían que el valor en libros de cualquier UGE exceda materialmente su valor recuperable. Con respecto a la evaluación del valor en uso al 3 de abril de 2018, al 31 de diciembre de 2017 y al 1 de enero de 2017, los siguientes análisis de sensibilidad se han determinado en función de los cambios razonablemente posibles de los supuestos respectivos que se producen al final del período de informe, mientras se mantienen constantes todas las demás suposiciones.

	Al 3 de abril de 2018	Al 31 de diciembre de 2017	Al 1 de enero de 2017
Tasa de descuento	+/- 100 puntos básicos	+/- 100 puntos básicos	+/- 100 puntos básicos
Valor en libros	(136) / 85	(566) / 829	(975) / 1.353
Precios esperados del petróleo crudo, gas natural y GLP	+/- 10%	+/- 10%	+/- 10%
Valor en libros	1.760 / (1.825)	2.675 / (1.294)	13.244 / (10.113)
Tipo de cambio (ARS/Dólares estadounidenses)	+/- 10%	+/- 10%	+/- 10%
Valor en libros	679 / (896)	1.463 / (250)	4.535 / (5.223)
Tasa de inflación en Argentina	+/- 10%	+/- 10%	+/- 10%
Valor en libros	(906) / 583	(288) / 1.328	(4.794) / 4.805

El análisis de sensibilidad presentado anteriormente puede no ser representativo del cambio real del valor en libros, ya que es poco probable que el cambio en los supuestos se produzca de forma aislada, debido a que algunos de los supuestos pueden estar correlacionados.

Al 3 de abril de 2018, al 31 de diciembre de 2017 y al 1 de enero de 2017, el valor neto en libros de propiedad, planta y equipo se muestra en la Nota 12.

Durante el período comprendido entre el 1 de enero de 2018 y el 3 de abril de 2018, por el año terminado el 31 de diciembre de 2017 y al 1 de enero de 2017, se reconocieron pérdidas por deterioro de valor de 435, 1.080 y 24.535 en relación con la producción de propiedades de petróleo y gas principalmente correspondientes a, Agua Amarga, Entre Lomas y CAN CGUs.

Los factores desencadenantes de las pruebas de deterioro de la UGE fueron principalmente el efecto de la variabilidad de los precios, la situación macroeconómica de Argentina durante esos períodos y la variabilidad de la tasa de descuento. El monto recuperable se basó en la estimación de la administración de VIU al 3 de abril de 2018, al 31 de diciembre de 2017 y al 1 de enero de 2017.

3.2.2 Impuesto a la utilidad corriente y diferido

La Administración de la Compañía debe evaluar regularmente las posiciones fiscales informadas en las declaraciones de impuestos anuales, teniendo en cuenta las regulaciones fiscales aplicables y, en caso de ser necesario, reconocer las provisiones correspondientes por los montos que la Compañía deberá pagar a las autoridades fiscales. Cuando el resultado fiscal final de estas partidas difiere de los montos inicialmente reconocidos, esas diferencias tendrán un efecto en el impuesto a la utilidad y en la provisión del impuesto diferido en el año fiscal en que se realice dicha determinación.

Hay muchas transacciones y cálculos para los cuales la determinación final de impuestos es incierta. La Compañía reconoce los pasivos por eventuales reclamos tributarios basadas en estimaciones de si se adeudaran impuestos adicionales en el futuro.

Los activos por impuestos diferidos se revisan al final de cada período de reporte y se reducen en la medida que ya no sea probable que haya suficientes ganancias gravables disponibles que permitan la recuperación total o parcial de estos activos. Los activos y pasivos por impuestos diferidos no se descuentan. Al evaluar la realización de los activos por impuestos diferidos, la Gerencia considera si es probable que una parte o la totalidad de los mismos no se realicen, lo que depende de la generación de ingresos imponibles futuros en los períodos en que estas diferencias temporarias se vuelven deducibles. Para realizar esta evaluación, la Gerencia toma en consideración la reversión prevista de los pasivos por impuestos diferidos, las proyecciones de las ganancias gravables futuras y las estrategias de planificación tributaria.

Los supuestos sobre la generación de ganancias imponibles futuras dependen de las estimaciones de la Gerencia de los flujos de efectivo futuros. Estas estimaciones se basan en los flujos futuros previstos de las operaciones, que se ven afectadas por los volúmenes de producción y ventas; los precios del petróleo y el gas; las reservas; los costos operativos; los costos de desmantelamiento; los gastos de capital; los dividendos y otras transacciones de gestión de capital; y el juicio sobre la aplicación de las leyes fiscales vigentes en cada jurisdicción. En la medida en que los flujos de efectivo futuros y los ingresos gravables difieran significativamente de las estimaciones, la capacidad del Grupo para realizar los activos por impuestos diferidos netos registrados en la fecha de reporte podría verse afectada.

Además, los cambios futuros en las leyes fiscales en las jurisdicciones en las que opera la Compañía podrían limitar la capacidad de la misma para obtener deducciones fiscales en períodos futuros.

El importe en libros al 3 de abril de 2018, al 31 de diciembre de 2017 y al 1 de enero de 2017 del pasivo neto por impuesto a la utilidad diferido, es de 5.764, 4.358 y 10.554, y para la provisión a la utilidad es de 4.449, 4.390 y 1.162, respectivamente.

3.2.3 Obligaciones por taponamiento de pozos

Las obligaciones por taponamiento de pozos al final de la vida de la concesión, requiere que la Administración de la Compañía calcule la cantidad de pozos, los costos de abandono a largo plazo de los mismos y el tiempo restante hasta el abandono. Las cuestiones tecnológicas, de costos, políticas, ambientales y de seguridad cambian constantemente y pueden dar lugar a diferencias entre los costos y estimaciones futuros reales.

Las estimaciones de las obligaciones por taponamiento de pozos deberán ser ajustadas por la Compañía al menos una vez al año, o bien cuando se produzcan cambios en los criterios de evaluación asumidos.

El importe en libros al 3 de abril de 2018, al 31 de diciembre de 2017 y al 1 de enero de 2017 de las obligaciones por taponamiento de pozos es de 5.752, 5.774 y 4.839, respectivamente.

3.2.4 Supuestos actuariales en planes de beneficios definidos

Los compromisos actuariales por planes de beneficios definidos para los empleados, se reconocen como pasivos en el estado de situación financiera sobre la base de estimaciones actuariales revisadas anualmente por un actuario independiente, utilizando el método de crédito unitario proyectado.

El valor presente de las obligaciones del plan de pensiones depende de múltiples factores que se determinan de acuerdo con las estimaciones actuariales, que son revisadas anualmente por un actuario independiente, neto del valor razonable de los activos del plan, cuando corresponda. Para este propósito, se utilizan ciertos supuestos, incluidos los supuestos de tasa de descuento y tasa de crecimiento salarial (Nota 20).

El importe en libros al 3 de abril de 2018, al 31 de diciembre de 2017 y al 1 de enero de 2017 de la obligación neta por plan de beneficios definidos para los empleados, es de 1.514, 1.473 y 1.372, y para la reserva reconocida en otros resultados integrales acumulados es 880, 880 y 587, respectivamente.

3.2.5 Reservas de petróleo y gas

Las propiedades de petróleo y gas se deprecian utilizando el método de unidades de producción ("UDP") sobre el total de reservas de hidrocarburos probadas y no desarrolladas, según corresponda. Las reservas se refieren a los volúmenes de petróleo y gas que son económicamente producibles, en las áreas donde la Compañía opera o tiene una participación (directa o indirecta) y sobre los cuales la Compañía tiene derechos de explotación, incluidos los volúmenes de petróleo y gas relacionados con los acuerdos de servicio bajo los cuales la Compañía no tiene derechos de propiedad sobre las reservas o los hidrocarburos obtenidos y los estimados que se producen para la empresa contratante en virtud de contratos de servicios.

La vida útil de cada activo de propiedad, planta y equipo se evalúa al menos una vez al año y se toma en consideración tanto las limitaciones de vida física del bien, como las evaluaciones de las reservas económicamente recuperables del campo en el que se encuentra el activo. Existen numerosas incertidumbres en la estimación de reservas probadas y los planes futuros de producción, costos de desarrollo y precios, incluidos varios factores que escapan al control del productor. La estimación de las reservas por parte de los ingenieros es un proceso subjetivo de estimación de acumulaciones subterráneas que implica un cierto grado de incertidumbre.

Las estimaciones de reservas dependen de la calidad de los datos de ingeniería y geológicos disponibles a la fecha de la estimación y de la interpretación y el juicio de los mismos.

Las estimaciones de reservas son ajustadas cuando es justificada por los cambios en la evaluación de criterios o al menos una vez al año. Estas reservas se basan en los informes de los profesionales de consultoría de petróleo y gas.

La Compañía utiliza la información obtenida del cálculo de reservas en la determinación de la depreciación de los activos utilizados en las áreas de petróleo y gas, así como también para evaluar la recuperabilidad de estos activos (Nota 3.2.1 y Nota 12).

Nota 4. Información por segmento

El responsable principal de la toma de decisiones operativas ("CODM") de la Compañía es responsable de la asignación de recursos y la evaluación del desempeño del segmento operativo al monitorear los resultados operativos de las propiedades de petróleo y gas, en función de su producción separada, con el propósito de tomar decisiones sobre la asignación de los recursos e indicadores de desempeño.

El CODM de la Compañía considera el negocio como un segmento único, la exploración y producción de gas natural, gas líquido y petróleo crudo (incluye todas las actividades comerciales ascendentes), a través de sus propias actividades y participaciones en operaciones conjuntas, y en base a la naturaleza del negocio, la cartera de clientes y los riesgos implicados. La Compañía no agregó ningún segmento, ya que solo tiene uno.

Por el período comprendido entre el 1 de enero de 2018 y el 3 de abril de 2018 y por el año terminado el 31 de diciembre de 2017, todos sus ingresos y operaciones se derivan de clientes externos argentinos, la depreciación de las propiedades de petróleo y gas y las propiedad, planta y equipo están totalmente asociados a la Argentina. Al 3 de abril de 2018, al 31 de diciembre de 2017 y al 1 de enero de 2017, todos los activos no corrientes de la Compañía se encuentran en Argentina.

Los criterios contables utilizados para medir los resultados, activos y pasivos del segmento son consistentes con los utilizados en estos estados financieros.

Nota 5. Ingresos

	Período del 1 de enero de 2018 al 3 de abril de 2018	Año terminado el 31 de diciembre de 2017
Venta de bienes y servicios	17.690	66.059
Ingresos por contratos con clientes	17.690	66.059

Las transacciones de la Compañía y los ingresos principales se describen en Nota 2.3.7. Los ingresos de la Compañía se derivan de los contratos con clientes.

5.1 Información desglosada de ingresos

Tipo de productos o servicios	Período del 1 de enero de 2018 al 3 de abril de 2018	Año terminado el 31 de diciembre de 2017
Ingresos por ventas de petróleo crudo	13.386	48.939
Ingresos por ventas de gas natural	3.830	15.432
Ingresos por ventas de Gas Licuado de Petróleo	474	1.682
Ingresos por ventas de otros bienes y servicios	-	6
Ingresos por contratos con clientes	17.690	66.059

Canales de distribución	Período del 1 de enero de 2018 al 3 de abril de 2018	Año terminado el 31 de diciembre de 2017
Refinerías	17.111	59.348
Otros canales de venta	579	6.711
Ingresos por contratos con clientes	17.690	66.059

5.2 Obligaciones de desempeño

Las obligaciones de desempeño de la Compañía se relacionan con la transferencia de bienes a sus clientes. El negocio de exploración y producción involucra todas las actividades relacionadas con la exploración, el desarrollo y la producción de petróleo y gas natural. Los ingresos de los clientes se generan principalmente a partir de la venta de petróleo, gas natural y gas licuado de petróleo producidos a terceros en un momento determinado.

Nota 6. Costos de ventas

Nota 6.1 Fluctuación del stock de petróleo crudo

	Período del 1 de enero de 2018 al 3 de abril de 2018	Año terminado el 31 de diciembre de 2017
Inventario de petróleo al inicio del período/año	1.191	1.213
Menos: Inventario de petróleo al final del período/año	(1.977)	(1.191)
Total fluctuación del stock de petróleo crudo	**(786)**	**22**

Nota 6.2 Costo de operación

	Período del 1 de enero de 2018 al 3 de abril de 2018	Año terminado el 31 de diciembre de 2017
Salarios y contribuciones sociales	604	3.861
Beneficios a empleados	143	503
Honorarios y compensación por servicios	153	614
Consumo de materiales	1.284	3.119
Mantenimiento	4.307	22.457
Alquiler y seguro	89	327
Vigilancia y seguridad	32	251
Impuestos, tasas y contribuciones	14	55
Transporte	222	1.032
Otros	20	42
Total gastos de operación	**6.868**	**32.261**

Nota 7. Gastos comerciales

	Período del 1 de enero de 2018 al 3 de abril de 2018	Año terminado el 31 de diciembre de 2017
Salarios y contribuciones sociales	15	119
Honorarios y compensación por servicios	3	-
Impuestos, tasas y contribuciones	552	2.059
Transporte	219	1.078
Otros	-	46
Total gastos comerciales	789	3.302

Nota 8. Gastos generales y de administración

	Período del 1 de enero de 2018 al 3 de abril de 2018	Año terminado el 31 de diciembre de 2017
Salarios y contribuciones sociales	137	379
Beneficios a empleados	198	226
Honorarios y compensación por servicios	277	2.107
Alquiler y seguro	11	55
Impuestos, tasas y contribuciones	466	1.790
Comunicaciones	40	214
Otros	25	138
Total gastos generales y de administración	1.154	4.909

Nota 9. Gastos de exploración

	Período del 1 de enero de 2018 al 3 de abril de 2018	Año terminado el 31 de diciembre de 2017
Salarios y contribuciones sociales	6	50
Honorarios y compensación por servicios	11	-
Comunicaciones	9	98
Total gastos de exploración	26	148

Nota 10. Otros ingresos y gastos operativos

Nota 10.1 Otros ingresos operativos

	Período del 1 de enero de 2018 al 3 de abril de 2018	Año terminado el 31 de diciembre de 2017
Reversión de la reserva para pérdidas crediticias esperadas	171	320
Compensación de inyección de gas excedente (SGIC por sus siglas en inglés) (Nota 1.2.2.1)	350	4.845
Otros	67	-
Total otros ingresos operativos	588	5.165

10.2 Otros gastos operativos

	Período del 1 de enero de 2018 al 3 de abril de 2018	Año terminado el 31 de diciembre de 2017
Provisión para contingencias	-	19
Otros	-	50
Total otros gastos operativos	-	69

Nota 11. Resultados Financieros

11.1 Ingresos por intereses

	Período del 1 de enero de 2018 al 3 de abril de 2018	Año terminado el 31 de diciembre de 2017
Intereses comerciales	5	70
Intereses financieros	-	559
Total ingresos por intereses	5	629

11.2 Gastos por intereses

	Período del 1 de enero de 2018 al 3 de abril de 2018	Año terminado el 31 de diciembre de 2017
Intereses comerciales	-	(158)
Otros gastos financieros	(28)	(653)
Total gastos por intereses	(28)	(811)

11.3 Otros resultados financieros

	Período del 1 de enero de 2018 al 3 de abril de 2018.	Año terminado el 31 de diciembre de 2017
Diferencia de cambio de moneda extranjera, neta	98	3,098
Cambios en el valor razonable de instrumentos financieros	116	730
Interés devengados por taponamiento de pozos	(86)	(287)
Total otros resultados financieros	128	3.541

Nota 12. Propiedad, planta y equipo

Los cambios en la propiedad, planta y equipo por el período del 1 de enero de 2018 al 3 de abril de 2018 y por el año terminado el 31 de diciembre de 2017 son los siguientes:

	Terrenos y edificios	Rodados, maquinarias, instalaciones, equipamiento de computación y muebles y útiles	Propiedades minerales	Pozos e instalaciones de producción	Obras en curso	Materiales	Total
Costo							
Saldos al 1 de enero de 2017	**64**	**3.550**	**12.527**	**217.903**	**1.321**	**4.299**	**239.664**
Altas [1]	14	91	1.587	4.887	7.721	611	14.911
Transferencias	-	(99)	-	7.361	(7.210)	(52)	-
Bajas	-	(19)	-	(131)	(104)	(574)	(828)
Saldos al 31 de diciembre de 2017	**78**	**3.523**	**14.114**	**230.020**	**1.728**	**4.284**	**253.747**
Altas	-	277	-	381	653	416	1.727
Transferencias	-	1	-	856	(856)	(1)	-
Bajas	-	-	-	(21)	(16)	-	(37)
Saldos al 3 de abril de 2018	**78**	**3.801**	**14.114**	**231.236**	**1.509**	**4.699**	**255.437**
Depreciaciones y deterioro acumulados							
Saldos al 1 de enero de 2017	**(9)**	**(2.424)**	**(12.527)**	**(138.761)**	**-**	**-**	**(153.721)**
Depreciaciones del año	(3)	(298)	-	(18.111)	-	-	**(18.412)**
Pérdida por deterioro	-	-	(118)	(962)	-	-	**(1.080)**
Otros [1]	-	(9)	-	(2.447)	-	-	**(2.456)**
Al 31 de diciembre de 2017	**(12)**	**(2.731)**	**(12.645)**	**(160.281)**	**-**	**-**	**(175.669)**
Depreciaciones del período	-	(128)	(115)	(5.349)	-	-	**(5.592)**
Pérdida por deterioro	-	-	-	(435)	-	-	**(435)**
Al 3 de abril de 2018	**(12)**	**(2.859)**	**(12.760)**	**(166.065)**	**-**	**-**	**(181.696)**
Valor neto en libros							
Al 3 de abril de 2018	**66**	**942**	**1.354**	**65.171**	**1.509**	**4.699**	**73.741**
Al 31 de diciembre de 2017	**66**	**792**	**1.469**	**69.739**	**1.728**	**4.284**	**78.078**
Al 1 de enero de 2017	**55**	**1.126**	**-**	**79.142**	**1.321**	**4.299**	**85.943**

(1) Por el año terminado el 31 de diciembre de 2017, se incluyen 4.418 incrementos en el costo y 2.443 en "otros", lo que aumenta la depreciación acumulada principalmente en los rubros de la línea de propiedad de los pozos (4.284 y 24 respectivamente) relacionados con el cambio de la participación en Coirón Amargo Norte. (Ver Nota 27.3)

Consulte la Nota 3.2.1 para obtener detalles sobre las pruebas de deterioro de las propiedades del petróleo y el gas.

Nota 13. Activos y pasivos por impuesto a la utilidad diferido y gastos por impuesto a la utilidad

La composición de los activos y pasivos por impuestos diferidos es la siguiente:

	1 de enero de 2018	Ganancia (pérdida)	Otros resultados integrales	3 de abril de 2018
Cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar	48	(4)	-	44
Cuentas por pagar y otras cuentas por pagar	50	(5)	-	45
Obligaciones por planes de beneficios definidos	71	(33)	-	38
Provisiones y contingencias	1.355	(100)	-	1.255
Inventarios	163	(163)	-	-
Activos por impuesto a la utilidad diferido	1.687	(305)	-	1.382
Propiedad, planta y equipo	(6.044)	(1.101)	-	(7.145)
Activos financieros a FVTPL	(1)	-	-	(1)
Pasivos por impuesto a la utilidad diferido	(6.045)	(1.101)	-	(7.146)
Pasivos por impuesto a la utilidad diferido, neto	(4.358)	(1.406)	-	(5.764)

	1 de enero de 2018	Ganancia (pérdida)	Otros resultados integrales	3 de abril de 2018
Cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar	-	48	-	48
Cuentas por pagar y otras cuentas por pagar	90	(40)	-	50
Obligaciones por planes de beneficios definidos	56	54	(39)	71
Provisiones y contingencias	1.859	(504)	-	1.355
Inventarios	231	(68)	-	163
Activos por impuesto a la utilidad diferido	2.236	(510)	(39)	1.687
Propiedad, planta y equipo	(6.603)	559	-	(6.044)
Cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar	(4.175)	4.175	-	-
Activos financieros a FVTPL	(9)	8	-	(1)
Subsidios del gobierno	(2.003)	2.003	-	-
Pasivos por impuesto a la utilidad diferido	(12.790)	6.745	-	(6.045)
Pasivo por impuesto a la utilidad diferido, neto	(10.554)	6.235	(39)	(4.358)

Los activos y pasivos por impuestos diferidos se compensan en los siguientes casos: a) cuando existe un derecho legalmente exigible de compensar los activos y pasivos por impuestos; y b) cuando los cargos por impuesto a la utilidad diferidos están asociados con la misma autoridad tributaria. Los siguientes montos, determinados después de su compensación, se revelan en el estado de situación financiera:

	Al 3 de abril de 2018	Al 31 de diciembre de 2017	Al 1 de enero de 2017
Activos por impuesto a la utilidad diferido	1.382	1.687	2.236
Pasivos por impuesto a la utilidad diferido	(7.146)	(6.045)	(12.790)
Pasivo por impuesto a la utilidad diferido, neto	**(5.764)**	**(4.358)**	**(10.554)**

La composición del impuesto a la utilidad es la siguiente:

	Período del 1 de enero de 2018 al 3 de abril de 2018	Año terminado 31 de diciembre de 2017
Impuesto a la utilidad corriente		
Cargo por impuesto a la utilidad corriente	1.407	9.916
Impuesto a la utilidad diferido (ganancia)		
Relativo al origen y reversión de diferencias temporarias	1.406	(6.235)
Cargo por impuesto a la utilidad expuesto en el estado de resultados	**2.813**	**3.681**
Otros ingresos integrales	-	(39)
Impuesto diferido con cargo a otros resultados integrales	**-**	**(39)**
Total impuesto a la utilidad	2.813	3.642

A continuación, se muestra una conciliación entre el gasto por impuesto a la utilidad y el monto resultante de la aplicación de la tasa impositiva sobre utilidad antes de impuesto a la utilidad:

	Período del 1 de enero de 2018 al 3 de abril de 2018	Año terminado 31 de diciembre de 2017
Utilidad antes de impuesto a la utilidad	1.374	2.915
Tasa de impuesto a la utilidad vigente	30%	35%
Impuesto a la utilidad que surge de aplicar la tasa vigente según las normas impositivas vigentes	(412)	(1.020)
Ítems que ajustan el impuesto a la utilidad (gasto) / beneficio:		
Gastos no deducibles	-	106
Efecto del cambio en la tasa del impuesto a la utilidad legal en el impuesto a la utilidad diferido (Nota 28)	-	2.571
Diferencias de cambio - moneda funcional	(2.401)	(5.299)
Total impuesto a la utilidad	(2.813)	(3.642)

Apertura del impuesto a la utilidad y del impuesto por impuesto a la utilidad mínima presunta:

	Al 3 de abril de 2018	Al 31 de diciembre de 2017	Al 1 de enero de 2017
Corriente			
Impuesto a la utilidad, neto de retenciones y anticipos	4.449	4.390	1.162
Total corriente	4.449	4.390	1.162

Nota 14. Cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar

	3 de abril de 2018	31 de diciembre de 2017	1 de enero de 2017
Cuentas por cobrar			
No corriente			
Cuentas por cobrar de petróleo y gas, neto de reserva	43	191	597
Provisión por pérdidas crediticias esperadas	(43)	(191)	(597)
Cuentas por cobrar, netas	-	-	-
Otras			
Gastos anticipados	-	29	55
Otras	24	-	75
Otras cuentas por cobrar, netas	24	29	130
Total cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes netas	24	29	130

	Al 3 de abril de 2018	Al 31 de diciembre de 2017	Al 1 de enero de 2017
Cuentas por cobrar			
Corriente			
Cuentas por cobrar de petróleo y gas, neto de reserva	6.995	3.919	7.310
Partes relacionadas (Nota 24)	-	1.661	1.276
Cuentas por cobrar, netas	6.995	5.580	8.586
Otros			
Crédito fiscal	586	1.168	1.134
Anticipos a proveedores	367	546	518
Anticipos a empleados	5	7	18
Partes relacionadas (Nota 24)	-	-	612
Gastos anticipados	248	125	148
Crédito del programa de estímulo a la inyección excedente de gas natural [(1)]	4.395	4.667	18.245
Gastos a recuperar [(2)]	2.187	143	7.148
Otras	15	30	150
Otras cuentas por cobrar, netas	7.803	6.686	27.973
Total cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	14,798	12,266	36,559

(1) Al 3 de abril de 2018, al 31 de diciembre de 2017 y al 1 de enero de 2017 corresponde a los saldos pendientes de cobro por compensaciones en virtud de los Programas de IR (Nota 1.2.2.1 y Nota 29.1).

(2) Al 3 de abril de 2018 y al 31 de diciembre de 2017 y al 1 de enero de 2017, se incluyen contribuciones de efectivo relacionadas con las operaciones conjuntas en que participa la Compañía. Adicionalmente, a partir del 1 de enero de 2017, incluye el financiamiento otorgado a Gas y Petróleo de Neuquén S.A. por 3.718 (Nota 27.3)

Debido a la naturaleza a corto plazo de las cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes, se considera que su valor en libros aproxima a su valor razonable. Para las cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes, los valores razonables tampoco son significativamente diferentes a sus valores en libros.

Las cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar no generan intereses y, por lo general, tienen un plazo de 30 a 45 días. Durante el período que comenzó desde el 1 de enero de 2018 hasta el 3 de abril de 2018 y por el año terminado el 31 de diciembre de 2017, la Compañía no reconoció ninguna provisión por pérdidas crediticias esperadas y reconoció una reversión de 171 y 320, respectivamente, en las cuentas por cobrar comerciales.

La Compañía mide la provisión para cuentas por cobrar comerciales en un monto equivalente a las pérdidas crediticias esperadas ("ECL"). Las pérdidas crediticias esperadas en las cuentas por cobrar comercial se estiman caso por caso en función de la experiencia de incumplimiento anterior del deudor y un análisis de la situación financiera actual del deudor, ajustada por factores que son específicos de los deudores, condiciones económicas generales de la industria en el que operan los deudores y una evaluación de la dirección actual y de la previsión de las condiciones a la fecha de reporte.

No ha habido cambios en las técnicas de estimación o supuestos significativos realizados durante el período comprendido entre el 1 de enero de 2018 y el 3 de abril de 2018 y por el año que finalizó el 31 de diciembre de 2017.

La Compañía da de baja una cuenta por cobrar comercial cuando hay información que indica que el deudor se encuentra en una dificultad financiera grave y no existe una perspectiva realista de recuperación, por ejemplo, cuando el deudor ha sido colocado en liquidación o ha entrado en un proceso de quiebra. Ninguna de las cuentas por cobrar comerciales que se hayan dado de baja está sujeta a actividades de cumplimiento.

Al 3 de abril de 2018, al 31 de diciembre de 2017 y al 1 de enero de 2017, las cuentas por cobrar comerciales vencidas ascendían a 104, 1.892 y 2.450, respectivamente, netas de una previsión para pérdidas crediticias esperadas de las cuentas por cobrar comerciales de 43, 191 y 597, respectivamente.

Los movimientos en la provisión para las pérdidas crediticias esperadas de las cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar son los siguientes:

	Período del 1 de enero de 2018 al 3 de abril de 2018	Año terminado 31 de diciembre de 2017
Saldo al inicio	191	597
Reversión de cantidades no utilizadas	(171)	(320)
Conversión de divisas, ganancias y pérdidas	23	(86)
Saldo al final del período / año	43	191

A partir del 3 de abril de 2018, la exposición máxima al riesgo de crédito corresponde al valor en libros de cada clase de cuentas por cobrar.

Nota 15. Activos financieros y pasivos financieros

15.1 Otros activos financieros por categoría: Activos financieros a FVTPL y activos financieros a costo amortizado

	Al 3 de abril de 2018	Al 31 de diciembre de 2017	Al 1 de enero de 2017
Corriente			
Activos financieros a costo amortizado			
Obligaciones negociables	-	19	-
Total corriente	-	19	-

15.2 Pasivos Financieros: Préstamos

	Al 3 de abril de 2018	Al 31 de diciembre de 2017	Al 1 de enero de 2017
Corriente			
Partes relacionadas (Nota 24)	-	-	3.978
Total corriente	-	-	3.978

Los vencimientos de los préstamos de la Compañía (excluyendo los pasivos por arrendamientos financieros) y su exposición a las tasas de interés son los siguientes:

	Al 3 de abril de 2018	Al 31 de diciembre de 2017	Al 1 de enero de 2017
Interés fijo			
Menos de un año	-	-	3.978

Los valores en libros de los préstamos a corto plazo al 1 de enero de 2017, se aproximan a su valor razonable debido a su vencimiento a corto plazo.

Detalle de préstamos:

En abril de 2015, la Compañía suscribió un acuerdo de préstamo con Pluspetrol S.A. (una parte relacionada a la anterior Entidad matriz de la Compañía) a través de una línea de crédito de ARS 200.000.000 (aproximadamente 22.472 en dicha fecha). En enero de 2016, se firmó una adenda por un monto adicional de ARS 200.000.000 (aproximadamente 14.493 en dicha fecha).

Este préstamo tenía un plazo de 3 años, con capital pagadero al vencimiento e intereses pagaderos anualmente. Los fondos se utilizaron para financiar gastos de capital y capital de trabajo, entre otros.

La Compañía pagó por adelantado el monto del capital más los intereses del préstamo en febrero de 2017 sin penalizaciones.

15.2.1 Cambios en el pasivo por actividades de financiamiento

Los movimientos en los préstamos fueron los siguientes:

	Período del 1 de enero de 2018 al 3 de abril de 2018	Año terminado 31 de diciembre de 2017
Saldos al inicio del período/año	-	3.978
Pago de los préstamos	-	(4.115)
Interés devengado [1]	-	151
Pago de intereses de los préstamos	-	(151)
Diferencia neta de cambio de moneda extranjera, neta [1]	-	137
Saldos al final del período/año	-	-

(1) Movimiento no monetario

15.3 Instrumentos financieros por categoría

El siguiente cuadro presenta los instrumentos financieros por categoría:

Al 3 de abril de 2018	Activos/pasivos financieros a costo amortizado	Activos/pasivos financieros a FVTPL	Total
Activos			
Cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar	13.621	-	13.621
Efectivo y equivalente de efectivo	4.181	2.574	6.755
Total	17.802	2.574	20.376
Pasivos			
Cuentas por pagar y otras cuentas	15.812	-	15.812
Total	15.812	-	15.812

Al 31 de diciembre de 2017	Activos/pasivos financieros a costo amortizado	Activos/pasivos financieros a FVTPL	Total
Activo			
Cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar	10.427	-	10.427
Otros activos financieros			
Obligaciones Negociables	19	-	19
Efectivo y equivalente de efectivo	4.823	2.418	7.241
Total	15.269	2.418	17.687
Pasivo			
Cuentas por pagar y otras cuentas por pagar	17.600	-	17.600
Total	17.600	-	17.600

Al 1 de enero de 2017	Activos/pasivos financieros a costo amortizado	Activos/pasivos financieros a FVTPL	Total
Activo			
Cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar	34.222	-	34.222
Efectivo y equivalente de efectivo	1.739	7.294	9.033
Total	35.961	7.294	43.255
Pasivo			
Cuentas por pagar y otras cuentas por pagar	19.986	-	19.986
Préstamos	3.978	-	3.978
Total	23.964	-	23.964

Los ingresos, gastos, ganancias y pérdidas derivadas de cada una de las categorías de instrumentos financieros se indican a continuación:

Por el período comprendido entre el 1 de enero de 2018 y el 3 de abril de 2018:

	Activos/pasivos financieros a costo amortizado	Activos/pasivos financieros a FVTPL	Total
Ingresos por intereses	5	-	5
Resultado de moneda extranjera, neta	98	-	98
Otros resultados financieros	(28)	-	(28)
Total	**75**	**-**	**75**

Por el período terminado el 31 de diciembre de 2017:

Al 31 de diciembre de 2017	Activos/pasivos financieros a costo amortizado	Activos/pasivos financieros a FVTPL	Total
Gastos por intereses	(158)	-	(158)
Resultado de moneda extranjera, neto	3.098	-	3.098
Resultados de instrumentos financieros a valor razonable	-	629	629
Otros resultados financieros	(940)	-	(940)
Total	**2.000**	**629**	**2.629**

15.4 Valor razonable

Esta nota brinda información sobre cómo la Compañía determina el valor razonable de los activos y pasivos financieros.

15.4.1 Valor razonable de los activos financieros y pasivos financieros de la compañía que se miden a valor razonable de forma recurrente

La Compañía clasifica las mediciones del valor razonable de los instrumentos financieros utilizando una jerarquía de valor razonable, que refleja la relevancia de las variables utilizadas para realizar esas mediciones. La jerarquía de valor razonable tiene los siguientes niveles:

- Nivel 1: precios cotizados (no ajustados) para activos o pasivos idénticos en mercados activos.

- Nivel 2: datos diferentes de los precios cotizados incluidos en el Nivel 1 observable para el activo o pasivo, ya sea directamente (es decir, precios) o indirectamente (es decir, derivados de los precios).

- Nivel 3: Datos de activos o pasivos basados en información que no se puede observar en el mercado (es decir, datos no observables).

La siguiente tabla muestra los activos y pasivos financieros de la Compañía medidos a valor razonable al 3 de abril de 2018, al 31 de diciembre de 2017 y al 1 de enero de 2017:

Al 3 de abril de 2018	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3	Total
Activos				
Activos financieros a FVTPL				
Fondos comunes de inversión	2.574	-	-	2.574
Total activo	2.574	-	-	2.574

Al 31 de diciembre de 2017	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3	Total
Activos				
Activos financieros a FVTPL				
Fondos comunes de inversión	2.418	-	-	2.418
Total activos	2.418	-	-	2.418

Al 1 de enero de 2017	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3	Total
Activos				
Activos financieros a FVTPL				
Fondos comunes de inversión	7.294	-	-	7.294
Total activos	7.294	-	-	7.294

El valor de los instrumentos financieros negociados en mercados activos se basa en los precios cotizados en el mercado a la fecha de estos estados financieros. Un mercado se considera activo cuando los precios cotizados están disponibles regularmente a través de una bolsa de valores, corredor, institución específica del sector u organismo regulador, y esos precios reflejan transacciones de mercado regulares y actuales entre partes que actúan en condiciones de independencia mutua. El precio de cotización de mercado utilizado para los activos financieros mantenidos por la Compañía es el precio de oferta actual. Estos instrumentos están incluidos en el nivel 1.

El valor razonable de los instrumentos financieros que no se negocian en mercados activos se determina utilizando técnicas de valuación. Estas técnicas de valuación maximizan el uso de información observable en el mercado, cuando está disponible, y se basan lo menos posible en estimaciones específicas de la Compañía. Si se pueden observar todas las variables significativas para establecer el valor razonable de un instrumento financiero, el instrumento se incluye en el nivel 2.

Si una o más variables utilizadas para determinar el valor razonable no se pudieron observar en el mercado, el instrumento financiero se incluye en el nivel 3.

No hubo transferencias entre el Nivel 1 y el Nivel 2 durante el período comprendido entre el 1 de enero de 2018 y el 3 de abril de 2018 y durante el año terminado el 31 de diciembre de 2017.

15.4.2 Valor razonable de activos financieros y pasivos financieros que no se miden a valor razonable (pero se requieren revelaciones de valor razonable)

Los Directores consideran que los valores en libros de los activos financieros y pasivos financieros reconocidos en los estados financieros se aproximan a sus valores razonables, tal como se explica en las notas correspondientes.

15.5 Objetivos y políticas de gestión de riesgos de instrumentos financieros

15.5.1 Factores de riesgo financiero

Las actividades de la Compañía están sujetas a varios riesgos financieros: riesgo de mercado (incluido el riesgo de tipo de cambio, riesgo de tasa de interés y riesgo de precio), riesgo de crédito y riesgo de liquidez.

La gestión de riesgos financieros está incluida dentro de las políticas globales de la Compañía, existe una metodología de gestión de riesgos integrada centrada en el seguimiento de los riesgos que afectan a toda la cartera. La estrategia de gestión de riesgos de la Compañía busca lograr un equilibrio entre los objetivos de rentabilidad y los niveles de exposición al riesgo. Los riesgos financieros son aquellos derivados de los instrumentos financieros a los que la Compañía está expuesta durante o al cierre de cada ejercicio. La Compañía no utilizó instrumentos derivados para cubrir ningún riesgo de acuerdo con sus políticas internas de administración de riesgos en los años presentados.

La gestión de riesgos financieros está controlada por el Departamento Financiero, que identifica, evalúa y cubre los riesgos financieros. Los sistemas y políticas de gestión de riesgos se revisan periódicamente para reflejar los cambios en las condiciones del mercado y las actividades de la Compañía. Esta sección incluye una descripción de los principales riesgos e incertidumbres, que pueden afectar adversamente la estrategia, el desempeño, los resultados operacionales y la situación financiera de la Compañía.

15.5.1.1 Riesgo de mercado

Riesgo de tipo de cambio

La situación financiera de la Compañía y los resultados de sus operaciones son sensibles a las variaciones en el tipo de cambio entre el dólar estadounidense (“USD”) y el peso argentino ("ARS") y otras monedas. La Compañía no utilizó instrumentos financieros derivados para mitigar los riesgos asociados de la tasa de cambio en los períodos / años presentados.

La mayoría de las ventas de la Compañía están denominadas directamente en dólares o la evolución de su precio sigue la evolución de la cotización de esta moneda. La Compañía recolecta una parte significativa de sus ingresos en pesos argentinos ("ARS") de acuerdo con los precios que están relacionados al dólar estadounidense, principalmente los ingresos resultantes de la venta de gas y petróleo crudo.

Adicionalmente, La Compañía ha realizado varios compromisos de inversión al 3 de abril de 2018, al 31 de diciembre de 2017 y al 1 de enero de 2017 (Nota 27.4), la mayoría denominadas en dólar estadounidense (“US $”), lo que no expone a La Compañía a un riesgo de pérdida por la devaluación del peso argentino.

Durante el ejercicio del 1 de enero de 2018 al 3 de abril de 2018 y durante el año terminado el 31 de diciembre de 2017, el peso argentino se depreció aproximadamente un 8% y 17%, respectivamente.

Las siguientes tablas demuestran la sensibilidad a un cambio razonablemente posible en los tipos de cambio ARS frente a US $, con todas las otras variables constantes. El impacto en la utilidad antes de impuestos de la Compañía se debe a los cambios en el valor razonable de los activos monetarios y pasivos monetarios denominados en otras monedas distintas del dólar estadounidense, la moneda funcional de la Compañía. Por el período comprendido entre el 1 de enero de 2018 y el 3 de abril de 2018 y por el año terminado el 31 de diciembre de 2017, no hay un impacto adicional en el patrimonio antes de impuestos de la Compañía porque no tiene ningún elemento que afecte directamente al patrimonio. La exposición de la Compañía a los cambios de moneda extranjera para todas las demás monedas no resulta significativa.

	Al 3 de abril de 2018	**Al 31 de diciembre de 2017**
Variación en la tasa en pesos argentinos	+/- 30%	+/- 17%
Efecto en la utilidad antes de impuesto	(3.268) / 3.268	(1.957) / 1.957
Efecto en el patrimonio antes de impuesto	(3.268) / 3.268	(1.957) / 1.957

Ambiente inflacionario en Argentina

La inflación en Argentina ha sido alta durante varios años, pero la inflación de los precios al consumidor (IPC) no se informó de manera consistente. Dadas las diferencias en la cobertura geográfica, las ponderaciones, el muestreo y la metodología de varias series de inflación, la inflación promedio del IPC para 2014, 2015 y 2016, y la inflación de fin de período para 2015 y 2016 no se informaron en el Informe Mundial de abril de 2018 del Fondo Monetario Internacional (FMI), Perspectivas económicas. La inflación acumulada a 3 años utilizando diferentes combinaciones de índices de precios al por menor ha superado el 100% desde fines de 2017. Sin embargo, el índice de precios al por mayor, que había estado disponible de manera consistente durante los últimos tres años, era de alrededor del 75% en unos los tres años acumulados a diciembre de 2017.

Durante 2018, el peso argentino se devaluó aproximadamente en un 100%, las tasas de interés anuales aumentaron en más del 60% y la inflación de los precios al por mayor se aceleró considerablemente. La tasa acumulada de inflación a 3 años alcanzó un nivel de alrededor del 140%.

Riesgo de precio

Los instrumentos financieros de la Compañía no están significativamente expuestos a los riesgos de los precios internacionales de los hidrocarburos debido a las actuales políticas regulatorias, económicas, gubernamentales y de otro tipo, los precios internos del petróleo crudo y del gas no se ven directamente afectados a corto plazo debido a las variaciones en el mercado internacional.

Además, las inversiones de la Compañía en activos financieros clasificados como “a valor razonable con cambios en resultados” son sensibles al riesgo de cambios en los precios de mercado resultantes de incertidumbres sobre el valor futuro de dichos activos financieros. Debido al bajo o nulo valor en libros de este tipo de inversión al 3 de abril de 2018, al 31 de diciembre de 2017 y al 1 de enero de 2017, la gerencia considera que cualquier cambio en el valor razonable no tendrá un impacto significativo en los resultados de la Compañía.

Riesgo de tasa de interés en flujo de efectivo y valor razonable

La gestión del riesgo de tasa de interés busca reducir los costos financieros y limitar la exposición de la Compañía a los aumentos de tasas de interés.

El endeudamiento a tasas variables expone a la Compañía al riesgo de tasa de interés en sus flujos de efectivo debido a la posible volatilidad que pueden experimentar. El endeudamiento a tasas fijas expone a la Compañía al riesgo de tasa de interés sobre el valor razonable de sus pasivos, ya que pueden ser considerablemente más altas que las tasas variables. Al 3 de abril de 2018 y al 31 de diciembre de 2017 la compañía no tenía ningún préstamo bancario. Al 1 de enero de 2017 la Compañía estaba sujeta a tasas de interés fijas, denominadas en pesos argentinos.

La Compañía busca mitigar su exposición al riesgo de tasa de interés a través del análisis y evaluación de (i) las diferentes fuentes de liquidez disponibles en el mercado financiero y de capital, tanto nacionales como internacionales (si están disponibles); (ii) alternativas de tasas de interés (fijas o variables), monedas y términos disponibles para compañías en un sector, industria y riesgo similar al de la Compañía; (iii) la disponibilidad, el acceso y el costo de los contratos de cobertura de tasas de interés. Al hacer esto, la Compañía evalúa el impacto en las ganancias o pérdidas resultantes de cada estrategia sobre las obligaciones que representan las principales posiciones con intereses.

A partir del 1 de enero de 2017, en el caso de las tasas fijas y en vista de las condiciones del mercado a partir de esa fecha, la Compañía considera que el riesgo de una disminución significativa en las tasas de interés era bajo y, por lo tanto, no previó un riesgo sustancial en su endeudamiento a tasas fijas.

Al 3 de abril de 2018, al 31 de diciembre de 2017 y al 1 de enero de 2017, la Compañía no estuvo expuesta a ningún riesgo de tasa de interés, ya que la Compañía no tenía ningún endeudamiento.

Para los períodos / años terminados el 3 de abril de 2017 y 31 de diciembre de 2017, la Compañía no utilizó instrumentos financieros derivados para mitigar los riesgos asociados con las fluctuaciones en las tasas de interés.

15.5.1.2 Riesgo de crédito

La Compañía establece límites de crédito individuales según los límites definidos por el Departamento Comercial en base a calificaciones internas o externas. La compañía solo opera con compañías de crédito de alta calidad. La Compañía realiza evaluaciones crediticias constantes sobre la capacidad financiera de sus clientes, lo que minimiza el riesgo potencial de pérdidas incobrables. El riesgo de crédito del cliente se gestiona de manera central, sujeto a la política, los procedimientos y los controles establecidos de la Compañía relacionados con la gestión del riesgo de crédito del cliente. Las cuentas por cobrar pendientes de los clientes son monitoreadas regularmente. Ver a continuación el riesgo de concentración de crédito de la Compañía.

El riesgo de crédito representa la exposición a posibles pérdidas resultantes del incumplimiento por parte de contrapartes comerciales o financieras de sus obligaciones asumidas con la Compañía. Este riesgo se deriva principalmente de factores económicos y financieros o de un posible incumplimiento de contraparte.

El riesgo crediticio está asociado con la actividad comercial de la Compañía a través de las cuentas por cobrar y otras cuentas del cliente, así como los fondos disponibles y depósitos en instituciones bancarias y financieras.

La Compañía ha establecido una provisión para cuentas de cobro dudoso. Esta provisión representa la mejor estimación de la Compañía de posibles pérdidas asociadas con las cuentas por cobrar y otras cuentas.

Al 3 de abril de 2018, al 31 de diciembre de 2017 y al 1 de enero de 2017 las cuentas por cobrar de la Compañía totalizaban 7.038, 5.771 y 9.183 de los cuales 6.995, 5.580 y 8.586 son cuentas por cobrar a corto plazo y el resto 43, 191 y 597 son clasificados como no corriente y se reconoció una provisión por el monto total de la parte no corriente.

El cliente principal representa el 67%, 51% y 64% del total de cuentas por cobrar al 3 de abril de 2018, al 31 de diciembre de 2017 y al 1 de enero de 2017, respectivamente. Ningún otro cliente tiene un porcentaje significativo del monto total de estas cuentas por cobrar.

Se realiza un análisis de deterioro en cada fecha de reporte caso por caso para medir las pérdidas crediticias esperadas. El cálculo refleja el resultado de probabilidad ponderada, el valor del dinero en el tiempo y la información razonable y sustentable que está disponible en la fecha del informe sobre eventos pasados, condiciones actuales y pronósticos de condiciones económicas futuras. La Compañía no mantiene garantías como seguros. La Compañía evalúa la concentración de riesgo con respecto a las cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar como alta, ya que sus clientes se concentran como se detalla anteriormente.

A continuación, se presenta la información sobre la exposición al riesgo de crédito en las cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar de la Compañía:

Al 3 de abril de 2018

	Corriente	<90 días	90–365 días	>365 días	Total
Importe bruto total estimado del incumplimiento	6.934	100	4	-	7.038
Pérdida crediticia esperada	-	(39)	(4)	-	(43)

Al 31 de diciembre de 2017

Días vencidos	Corriente	<90 días	90–365 días	>365 días	Total
Importe bruto total estimado del incumplimiento	3.879	1.681	-	191	5.751
Pérdida crediticia esperada	-	-	-	(191)	(191)

Al 1 de enero de 2017

	Corriente	<90 días	90–365 días	>365 días	Total
Importe bruto total estimado del incumplimiento	6.733	1.853	-	597	9.183
Pérdida crediticia esperada	-	-	-	(597)	(597)

La Compañía ha establecido Políticas y Procedimientos de Inversión para monitorear y administrar el riesgo de crédito de la contraparte en cada inversión. Estas políticas son revisadas y aprobadas por el Director de Finanzas y el Representante Legal de la Sucursal periódicamente o en eventos de emergencia en el mercado.

El efectivo excedente se invierte en una serie de instrumentos de corto plazo, de alta calidad crediticia y líquidos, incluidos depósitos bancarios a corto plazo, fondos del mercado monetario y bonos. La cartera está muy diversificada para evitar la concentración del riesgo en cualquier crédito, clase de activos, país o industria. La administración monitorea la inversión regularmente y ajusta donde sea necesario la cartera de inversiones teniendo en cuenta la nueva información del mercado para asegurar que la exposición crediticia se diversifique efectivamente.

El riesgo crediticio de los fondos líquidos y otras inversiones financieras es limitado, ya que las contrapartes son instituciones bancarias de alta calidad crediticia. Si no hay calificaciones de riesgo independientes, el área de control de riesgo evalúa la solvencia del cliente, basándose en experiencias pasadas y otros factores.

Además, la compensación de nuestro Programa de Promoción de Gas Natural depende de la capacidad y disposición del gobierno argentino para pagar. Antes de que el Gobierno autorizara la emisión de bonos soberanos denominados en dólares para cancelar las deudas pendientes bajo el Programa, la Compañía sufrió un retraso significativo en el cobro de la Compensación. Posteriormente, durante 2016, la Compañía recibió BONAR 2020 como compensación por los montos adeudados a diciembre de 2015. Durante 2017, el cobro por parte de la Compañía de las compensaciones se retrasó más allá de sus términos originales.

La administración no espera pérdidas adicionales por incumplimiento de sus clientes. La exposición máxima al riesgo de crédito en cada fecha de reporte en el valor en libros de cada clase de activos financieros como se muestra en el estado de situación financiera

15.5.1.3 Riesgo de liquidez

El riesgo de liquidez está asociado con la capacidad de la Compañía para financiar sus compromisos y llevar a cabo sus planes de negocios con fuentes financieras estables, así como con el nivel de endeudamiento y el perfil de vencimientos de la deuda financiera. La proyección del flujo de efectivo es realizada por el Departamento Financiero.

La gerencia de la Compañía supervisa las proyecciones actualizadas sobre los requisitos de liquidez para garantizar la suficiencia de efectivo e instrumentos financieros líquidos para satisfacer las necesidades operativas manteniendo en todo momento un margen suficiente para las facilidades de crédito no utilizadas. De esta manera, el objetivo es que la Compañía no infrinja los niveles de endeudamiento o las restricciones, si corresponde, de cualquier línea de crédito. Esas proyecciones toman en consideración los planes de financiamiento de la deuda de la Compañía, el cumplimiento de las restricciones y, si corresponde, los requisitos regulatorios o legales externos, tales como, por ejemplo, restricciones en el uso de moneda extranjera.

La Compañía mantiene sus fuentes de financiamiento diversificadas entre los bancos y el mercado de capitales, y está expuesta al riesgo de refinanciamiento al vencimiento.

A continuación, se detalla la determinación del índice de liquidez de la Compañía al 3 de abril de 2018, al 31 de diciembre de 2017 y al 1 de enero de 2017:

	Al 3 de abril de 2018	Al 31 de diciembre de 2017	Al 1 de enero de 2017
Activos corrientes	23.530	20.717	46.805
Pasivos corrientes	13.286	14.830	18.466
Índice	1,77	1,40	2,53

La siguiente tabla incluye un análisis de los pasivos financieros de la Compañía, agrupados según sus fechas de vencimiento y considerando el período restante hasta su fecha de vencimiento contractual desde la fecha de los estados financieros.

Los importes mostrados en la tabla son los flujos de fondos contractuales no descontados.

Al 3 de abril de 2018	Cuentas por pagar y provisiones y otros	Préstamos	Total
Vencido	1.937	-	1.937
Un año o menos de un año	11.349	-	11.349
De uno a tres años	-	-	-
Más de tres años	-	-	-
Sin plazo de vencimiento	7.292		7.292
Total	20.578	-	20.578

Al 31 de diciembre de 2017	Cuentas por pagar y provisiones y otros	Préstamos	Total
Vencido	1.155	-	1.155
Un año o menos de un año	13.544	-	13.544
De uno a tres años	1.827	-	1.827
Más de tres años	5.441	-	5.441
Sin plazo de vencimiento	131	-	131
Total	22.098	-	22.098

Al 1 de enero de 2017	Cuentas por pagar y provisiones y otros	Préstamos	Total
Vencido	873	-	873
Un año o menos de un año	13.484	3.978	17.462
De uno a tres años	5.810	-	5.810
Más de tres años	683	-	683
Sin plazo de vencimiento	131	-	131
Total	20.981	3.978	24.959

Nota 16. Inventarios

	Al 3 de abril de 2018	Al 31 de diciembre de 2017	Al 1 de enero de 2017
Materiales y repuestos	1	1	1
Inventario petróleo crudo	1.976	1.190	1.212
Total	1.977	1.191	1.213

Nota 17. Efectivo y equivalentes de efectivo

	Al 3 de abril de 2018	Al 31 de diciembre de 2017	Al 1 de enero de 2017
Caja	1	2	4
Bancos	4.153	4.793	1.506
Fondos comunes de inversión	2.574	2.418	7.294
Plazos fijos	27	28	229
Total	6.755	7.241	9.033

Nota 18. Aportes de Casa Matriz

18.1 Capital asignado y reservas

Al 3 de abril de 2018, al 31 de diciembre de 2017 y al 1 de enero de 2017, la Compañía tiene un capital asignado de ARS 123.631.557, equivalente a 14.457 miles de dólares estadounidenses. El capital asignado está totalmente integrado y registrado en el Registro Público de Comercio de la Ciudad de Buenos Aires.

18.2 Gestión del riesgo de capital

Al administrar el capital, la Compañía tiene como objetivo salvaguardar su capacidad para continuar operando como un negocio en curso con el propósito de generar ganancias para su Casa Matriz y beneficios para otros interesados, y mantener una estructura de capital óptima para reducir el costo del capital.

Para mantener o ajustar su estructura de capital, la Compañía puede ajustar el monto de las ganancias pagadas a su Casa Matriz, reembolsar el capital a su Casa Matriz, emitir nuevas acciones, realizar programas de recompra de acciones o vender activos para reducir su deuda.

En línea con las prácticas de la industria, la Compañía controla su capital en función del índice de apalancamiento. Este índice se calcula dividiendo la deuda neta por el capital total. La deuda neta es igual al endeudamiento total (incluido el endeudamiento corriente y no corriente) menos el efectivo y los equivalentes de efectivo. El capital total corresponde a la cuenta de la Casa Matriz como se muestra en el estado de situación financiera, más la deuda neta.

La Compañía gestiona su estructura de capital y realiza ajustes según los cambios en las condiciones económicas. Para mantener o ajustar la estructura de capital, la Compañía puede ajustar los pagos a la Casa Matriz, devolver el capital a la Casa Matriz o las contribuciones de la Casa Matriz.

Este índice no se calculó para la Compañía al 3 de abril de 2018, al 31 de diciembre de 2017 y al 1 de enero de 2017, ya que la Compañía no tenía ningún endeudamiento a esas fechas o el monto en libros de efectivo y equivalentes de efectivo excedía el monto del endeudamiento.

No se realizaron cambios en los objetivos, políticas o procesos para la administración de capital durante el año terminado el 3 de abril de 2018 y el 31 de diciembre de 2017.

18.3 Cuenta de operaciones de Casa Matriz

Representa los movimientos entre la Compañía y la Casa Matriz, incluida la distribución de ganancias, las contribuciones realizadas por la Casa Matriz además del capital asignado, y la asignación de la utilidad neta del período / año a la Casa Matriz entre otros.

El 29 de diciembre de 2017, la Compañía distribuyó ganancias a la Casa Matriz por un monto de 24.002 a través de la transferencia de un préstamo a cobrar que la Compañía tenía con Pluspetrol S.A.

Nota 19. Provisiones

	Al 3 de abril de 2018	Al 31 de diciembre de 2017	Al 1 de enero de 2017
No corrientes			
Obligación de taponamiento de pozos	5.752	5.774	4.839
Remediación ambiental	14	9	255
Otras provisiones	12	13	22
Total provisiones no corrientes	5.778	5.796	5.116

	Al 3 de abril de 2018	Al 31 de diciembre de 2017	Al 1 de enero de 2017
Corriente			
Provisión para contingencias	101	109	107
Remediación ambiental	177	191	125
Total provisiones corrientes	278	300	232

Movimientos del período / ejercicio de la provisión para contingencias:

	Período del 1 de enero de 2018 al 3 de abril de 2018	Año terminado el 31 de diciembre de 2017
Al inicio del período / ejercicio	109	107
Incrementos (Nota 10.2)	-	19
Diferencias de cambio por conversión	(8)	(17)
Al cierre del período / ejercicio	101	109

Movimientos del período / ejercicio de la provisión de la obligación de taponamiento de pozos:

	Período del 1 de enero de 2018 al 3 de abril de 2018	Año terminado el 31 de diciembre de 2017
Al inicio del período / ejercicio	5.774	4.839
Incrementos[(1)]	-	1.125
Actualización de la obligación por taponamiento de pozos (Nota 11.3)	86	287
Disminuciones[(1)]	(108)	(395)
Diferencias de cambio por conversión	-	(82)
Al cierre del período / ejercicio	5.752	5.774

(1) Incluido dentro de los aumentos de propiedad, planta y equipo (Pozos)

Movimientos del ejercicio de la provisión de remediación ambiental:

	Período del 1 de enero de 2018 al 3 de abril de 2018	Año terminado el 31 de diciembre de 2017
Al inicio del período / ejercicio	200	380
Incrementos	41	482
Disminuciones	(41)	-
Reversión de importes no utilizados	-	(720)
Diferencias de cambio por conversión	(9)	58
Al cierre del período / ejercicio	191	200

19.1 Provisión de remediación ambiental

La Compañía está sujeta a regulaciones ambientales en Argentina. La Compañía realiza estudios de impacto ambiental para nuevos proyectos e inversiones y, hasta la fecha, los requisitos ambientales y las restricciones impuestas a estos nuevos proyectos no han tenido ningún impacto adverso importante en los negocios de la Compañía.

La Compañía ha realizado un análisis de sensibilidad relacionado con la tasa de descuento. El aumento o disminución del 1% en la tasa de descuento no tendría un impacto significativo en los resultados de operación de la Compañía.

19.2 Taponamiento y abandono de pozos

De acuerdo con las regulaciones aplicables en los países donde la Compañía (directa o indirectamente a través de sus operaciones conjuntas) realiza actividades de exploración y producción de petróleo y gas, la Compañía debe incurrir en costos asociados con el taponamiento y el abandono de pozos. La Compañía no ha prometido ningún activo para liquidar tales obligaciones.

La provisión de taponamiento y abandono del pozo representa el valor actual de los costos de desmantelamiento relacionados con las propiedades de petróleo y gas, en los que se espera incurrir hasta el final de cada concesión, cuando se espera que los pozos productores de petróleo y gas cesen sus operaciones. Estas provisiones han sido creadas en base a las estimaciones internas de la Compañía o las estimaciones del Operador, según corresponda. Se han realizado suposiciones basadas en el entorno económico actual, lo que la administración considera una base razonable sobre la cual estimar el pasivo futuro. Estas estimaciones se revisan periódicamente para tener en cuenta los cambios sustanciales en los supuestos. Sin embargo, los costos reales de taponamiento y abandono de pozos dependerán en última instancia de los precios futuros del mercado para los trabajos necesarios de taponamiento y abandono que reflejarán las condiciones del mercado en el momento relevante. Además, es probable que el momento de taponamiento y abandono del pozo dependa de cuándo los campos dejen de producir a tasas económicamente viables. Esto, a su vez, dependerá de los precios futuros del petróleo y del gas, que son inherentemente inciertos.

La tasa de descuento en el cálculo de la provisión al 3 de abril de 2018, 31 de diciembre de 2017 y 1 de enero de 2017 es de 5,89%, 5,93% y 4,83%, respectivamente.

La Compañía ha realizado un análisis de sensibilidad relacionado con la tasa de descuento. El aumento o disminución del 1% en la tasa de descuento no tendría un impacto significativo en los resultados de operación de la Compañía.

19.3 Provisión para contingencias

La Compañía (directa o indirectamente a través de sus operaciones conjuntas) puede encontrarse involucrada en procedimientos comerciales, fiscales y laborales y reclamos que surgen en el curso ordinario de su negocio. Al determinar un nivel adecuado de provisión para estimar los montos y la probabilidad de ocurrencia, la Compañía ha considerado su mejor estimación con la asistencia de asesores legales y fiscales.

La determinación de las estimaciones puede cambiar en el futuro debido a nuevos desarrollos o hechos desconocidos en el momento de la evaluación de la disposición. Como consecuencia, la resolución adversa de los procedimientos y reclamos evaluados podría exceder la disposición establecida.

Al 3 de abril de 2018, al 31 de diciembre de 2017 y al 1 de enero de 2017, la Compañía está involucrada en diversos reclamos y acciones legales que surgen en el curso ordinario de los negocios. Este monto estimado como probable se ha acumulado en los estados de situación financiera dentro de “Provisiones para contingencias”. Este monto fue actualizado por intereses en la fecha de reporte. Ver Nota 25 para detalles adicionales.

No hay reclamos individuales ni otros asuntos que, individualmente o en conjunto, no hayan sido provisionados o revelados por la Compañía, cuyos montos sean importantes para los estados financieros.

La Compañía, teniendo en cuenta la opinión de sus asesores legales, considera que el monto de la provisión es suficiente para cubrir las contingencias que puedan ocurrir.

Nota 20. Obligación por planes de beneficios definidos

Las principales características de los planes de beneficios otorgados a los empleados de La Compañía se detallan a continuación.

a) Plan de compensación de los empleados de Yacimiento Entre Lomas: todos los empleados de Yacimientos Entre Lomas que han participado en el plan de beneficios definidos de manera ininterrumpida y que, habiéndose unido a la Compañía antes del 31 de mayo de 1995, tienen el número requerido de años de servicio, son elegibles para recibir al retirarse un cierto monto de acuerdo con las disposiciones del plan. El beneficio se basa en el último salario computable y el número de años que trabajan para la Compañía después de deducir los beneficios del sistema de pensiones argentino

administrado por la Administración Nacional de Seguridad Social ("ANSES"). Al momento de la jubilación, los empleados tienen derecho a recibir un pago mensual a valor constante, que se actualiza al final de cada año por el Índice de Precios al Consumidor (IPC) publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas y Censos (Instituto Nacional de Estadísticas y Censos o "INDEC") de la Argentina. En caso de que durante un año determinado la variación de la misma exceda el 10%, el pago se ajustará provisionalmente una vez que se haya excedido este porcentaje.

Este plan requiere que los socios de la operación conjunta contribuyan a un fondo fiduciario. El plan requiere una contribución a un fondo financiado exclusivamente por los socios de la operación conjunta y sin ninguna contribución de los empleados. Los activos del fondo se aportan a un fondo fiduciario y se invierten en instrumentos del mercado monetario denominados en dólares estadounidenses o depósitos a plazo fijo para preservar el capital acumulado y obtener un rendimiento en línea con un perfil de riesgo moderado. Además, aunque no hay una asignación de activos objetivo para los años siguientes, los fondos se invierten principalmente en bonos del Estado de EE. UU. y bonos del Tesoro, documentos comerciales con calificación A1 o P1, fondos mutuos con calificación AAAm y depósitos a plazo en bancos con calificación A+ o superior en Estados Unidos de América, de conformidad con el Acuerdo de Fideicomiso con fecha del 27 de marzo de 2002 suscrito con el Banco de Nueva York Mellon, debidamente modificado por la Carta de Inversión Permitida con fecha del 14 de septiembre de 2006. El Banco de Nueva York Mellon es el fiduciario y Willis Towers Watson es el agente gestor. En caso de que haya un exceso (debidamente certificado por un actuario independiente) de los fondos que se utilizarán para liquidar los beneficios otorgados por el plan, la Compañía tendrá derecho a la opción de usarlo, en cuyo caso deberá notificar al fiduciario.

Al final de cada período, la información actuarial más relevante correspondiente a los planes de beneficios descritos es la siguiente:

	Al 3 de abril de 2018		
	Valor actual de la obligación	Valor razonable del plan de activos	Pasivo neto al cierre de ejercicio
Pasivos al inicio del período / ejercicio	3.244	(1.771)	1.473
Conceptos clasificados como pérdida o ganancia			
Costo de servicios vigentes	12	-	12
Costo de intereses	40	-	40
Retorno de los activos del plan	-	(7)	(7)
Diferencias de cambio por conversión	42	-	42
Pagos de beneficios	(46)	46	-
Pago de contribuciones	-	(46)	(46)
Al final del período / ejercicio	3.292	(1.778)	1.514

	Al 31 de diciembre de 2017		
	Valor actual de la obligación	Valor razonable del plan de activos	Pasivo neto al cierre de ejercicio
Pasivos al inicio del ejercicio	3.131	(1.759)	1.372
Conceptos clasificados como pérdida o ganancia			
Costo de servicios vigentes	51	-	51
Costo de intereses	153	-	153
Retorno de los activos del plan	-	(306)	(306)
Diferencias de cambio por conversión	(533)	294	(239)
Conceptos clasificados en otros resultados integrales			
Pérdidas actuariales (ganancia)	569	-	569
Pagos de beneficios	(127)	127	-
Pago de contribuciones	-	(127)	(127)
Al final del ejercicio	3.244	(1.771)	1.473

El valor razonable de los activos del plan al final de cada período de reporte por categoría es el siguiente:

	3 de abril de 2018	31 de diciembre de 2017	1 de enero de 2017
Efectivo y equivalentes de efectivo	22	22	399
Instrumentos de deuda categorizados por calificación crediticia de los emisores:			
- AAA (Notas del Tesoro de los Estados Unidos)	1.756	1.749	1.360
Total	1.778	1.771	1.759

A continuación, se muestran los pagos estimados de los beneficios esperados para los próximos diez años. Los montos en la tabla representan los flujos de efectivo no descontados y, por lo tanto, no concilian con las obligaciones registradas al final del ejercicio.

	Al 3 de abril de 2018	Al 31 de diciembre de 2017	Al 1 de enero de 2017
Menos de un año	114	160	139
De uno a dos años	162	162	138
De dos a tres años	200	200	138
De tres a cuatro años	210	210	177
De cuatro a diez años	1.366	1.366	1.202

Las estimaciones actuariales significativas utilizadas fueron las siguientes:

	Al 3 de abril de 2018	Al 31 de diciembre de 2017	Al 1 de enero de 2017
Tasa de descuento	5,00%	5,00%	5,00%
Tasa de retorno de activos	5,00%	5,00%	5,00%
Aumento de salario			
Hasta 35 años	1,00%	1,00%	1,00%
De 36 a 49 años	1,00%	1,00%	1,00%
Más de 50 años	1,00%	1,00%	1,00%

El siguiente análisis de sensibilidad muestra el efecto de una variación en la tasa de descuento y el aumento de salarios en el monto de la obligación.

Si la tasa de descuento fuera 100 puntos base más alta (más baja), la obligación por beneficios definidos disminuiría en 341 (aumento en 411) al 3 de abril de 2018, disminuiría en 341 (aumento en 411) al 31 de diciembre de 2017 y disminuiría en 338 (aumento en 410) al 1 de enero de 2017.

Si el crecimiento salarial esperado aumenta (disminuye) en un 1%, la obligación por beneficios definidos aumentaría en 154 (disminución en 141) al 3 de abril de 2018, aumentaría en 154 (disminución en 141) al 31 de diciembre de 2017 y aumentaría en 196 (disminución en 175) al 1 de enero de 2017.

Los análisis de sensibilidad detallados a continuación se han determinado en función de los cambios razonablemente posibles de los supuestos respectivos que se producen al final de cada período de reporte, en función de un cambio en un supuesto manteniendo constantes los restantes. En la práctica, es poco probable que esto ocurra, y los cambios en algunos de los supuestos pueden estar correlacionados. Por lo tanto, el análisis presentado puede no ser representativo del cambio real en la obligación de beneficio definido. Los métodos y tipos de supuestos utilizados en la preparación del análisis de sensibilidad no cambiaron en comparación con el ejercicio anterior.

Además, al presentar el análisis de sensibilidad anterior, el valor presente de la obligación por planes de beneficios definidos se ha calculado utilizando el método de crédito unitario proyectado al final de cada período de reporte, que es el mismo que el aplicado en el cálculo del pasivo por obligaciones por planes de beneficios definidos reconocido en el estado de situación financiera.

No hubo cambios en los métodos y supuestos utilizados en la preparación del análisis de sensibilidad de años anteriores.

Nota 21. Salarios y contribuciones sociales por pagar

	Al 3 de abril de 2018	Al 31 de diciembre de 2017	Al 1 de enero de 2017
Corriente			
Salarios y contribuciones sociales	143	108	107
Beneficios a empleados corto plazo	198	214	280
Provisión por gratificaciones y bonos	223	506	389
Total corriente	564	828	776

Nota 22. Otros impuestos y regalías por pagar

	Al 3 de abril de 2018	Al 31 de diciembre de 2017	Al 1 de enero de 2017
Corriente			
Impuesto al valor agregado	-	2	-
Retenciones impositivas por pagar	102	160	885
Regalías	783	782	775
Impuesto sobre los ingresos brutos	111	85	123
Otro	75	52	2
Total corriente	1.071	1.081	1.785

Nota 23. Cuentas por pagar y otras cuentas por pagar

	Al 3 de abril de 2018	Al 31 de diciembre de 2017	Al 1 de enero de 2017
Corriente			
Proveedores	5.091	6.746	6.752
Anticipos de clientes	216	-	-
Provisión facturas a recibir y otras provisiones	19	22	755
Cuentas por pagar	5.326	6.768	7.507
			-
Partes Relacionadas (Nota 24)	-	562	446
Otros acreedores	1.174	434	2.564
Otros	424	467	16
Provisiones	1.598	1.463	3.026
Total corriente	6.924	8.231	10.533

Debido a la naturaleza a corto plazo de las cuentas por pagar y otras cuentas por pagar corrientes, se considera que su valor en libros se aproxima a su valor razonable.

Nota 24. Transacciones y saldos con partes relacionadas

La siguiente tabla proporciona el monto total de transacciones que se han realizado con partes relacionadas por el período / año financiero relevante.

	Período del 1 de enero de 2018 al 3 de abril de 2018	Año terminado el 31 de diciembre de 2017
Ingreso por petróleo crudo		
Petrolera Entre Lomas S.A. (Asociada de la entidad matriz actual)	-	1.704
Pluspetrol S.A. (Parte relacionada de la entidad matriz anterior de la Compañía)	3.830	15.432
Compra de bienes y Servicios		
Pluspetrol S.A. (Parte relacionada de la entidad matriz anterior de la Compañía) (1)	-	(339)
Pluspetrol Resources Corporation B.V. (Parte relacionada de la entidad matriz anterior de la Compañía) (2)	251	(1,891)
Petrolera Entre Lomas S.A.	-	(30)
Ingresos Financieros		
Pluspetrol S.A.	-	337
Reembolso de gastos		
Pluspetrol S.A.	-	(3)
Petrolera Entre Lomas S.A.	-	(900)

(1) La Compañía celebró un acuerdo de asistencia técnica con Pluspetrol S.A. el 6 de enero de 2017 por un período de un año. El contrato proporciona asistencia con respecto a la exploración, explotación, marquetería, transporte, industrialización y otra asistencia relacionada con las actividades de petróleo y gas para que la Compañía pueda desarrollar las actividades de las propiedades de petróleo y gas que posee. Esta cantidad se incluye en "Comisiones y compensación por servicios" dentro de los gastos generales y de administración en el estado de resultados y otros ingresos integrales.

(2) La Compañía celebró un acuerdo de soporte administrativo con Pluspetrol Resources Corporation BV (Parte relacionada de la entidad matriz anterior de la Compañía) el 9 de junio de 2015, con fecha de vigencia del 29 de enero de 2015 y por un término de cinco años, a menos que se cancele anticipadamente por cualquiera de las partes. Este acuerdo estuvo en vigencia hasta el 3 de abril de 2018, fecha en que se canceló. Los servicios proporcionados por este contrato consistieron en ayudar al equipo de administración local a supervisar la operación, incluida la información de los informes proporcionados a los socios de operaciones conjuntas y las autoridades gubernamentales, a asistir con la contabilidad, administración, impuestos, tecnología de la información, cadena de suministro, tesorería y recursos humanos, servicios legales y otros servicios corporativos similares, apoyando y asistiendo con el endeudamiento financiero a largo plazo y estructura de capital. Adicionalmente, el contrato incluyó apoyo a seguros, crédito y gestión de riesgos, fusiones y adquisiciones, asistencia legal, planificación, impuestos, asuntos ambientales y de la comunidad, estrategias de cartera, entre otros. Este monto se incluye en "Comisiones y compensación por servicios" dentro de los gastos generales y de administración en el estado de resultados y otros ingresos integrales.

Remuneración del personal directivo clave

La Sucursal no tenía directores ni empleados clave de la gerencia. La Compañía solo tiene un representante legal, que no fue incluido en la nómina de la Compañía. Las funciones clave de gestión fueron realizadas por Pluspetrol Resources Corporation B.V.

Saldos con sociedades relacionadas:

	Al 3 de abril de 2018	Al 31 de diciembre de 2017	Al 1 de enero de 2017
Cuentas por cobrar			
Pluspetrol S.A. (Parte relacionada de la entidad matriz anterior de la Compañía)	-	1.447	1.175
Petrolera Entre Lomas S.A. (Asociada de la compañía)	-	214	101
Total	-	1.661	1.276
Otras cuentas por cobrar			
APCO Oil & Gas International Inc.	-	-	612
Otras cuentas por pagar			
Pluspetrol S.A. (Parte relacionada de la entidad matriz anterior de la Compañía)	-	(59)	(53)
Pluspetrol Resources Corporation B.V. (Parte relacionada de la entidad matriz anterior de la Compañía)	-	(375)	(345)
Petrolera Entre Lomas S.A. (Asociada de la compañía)	-	(128)	(48)
Total	-	(562)	(446)
Préstamos			
Pluspetrol S.A. (Parte relacionada de la entidad matriz anterior de la Compañía)	-	-	(3.978)

Los saldos pendientes al final del período / ejercicio no están garantizados y no generan intereses y la liquidación se realiza en efectivo. No ha habido garantías proporcionadas o recibidas por ninguna parte relacionada con las cuentas por cobrar o por pagar. Por el período comprendido entre el 1 de enero de 2018 y el 3 de abril de 2018 y por el año terminado el 31 de diciembre de 2017, la Compañía no ha registrado ningún deterioro de valor de las cuentas por cobrar relacionadas con los montos adeudados por partes relacionadas. Esta evaluación se realiza en cada fin de período / ejercicio a través del examen de la situación financiera de la parte relacionada y el mercado en el que opera la parte relacionada.

No hay otras transacciones con partes relacionadas.

Nota 25. Compromisos y contingencias

25.1 Reclamo de la autoridad fiscal de la Provincia de Chubut

Durante 2011, la Compañía recibió un reclamo de la Autoridad Fiscal de la provincia de Chubut ("DGR") por un presunto incumplimiento en el pago de la tarifa de exploración relacionada con la concesión Cañadón Ramírez (de la cual la Compañía era un operador en ese momento) por los años 2009, 2010 y 2011. La Compañía vendió su participación en esta concesión a fines de 2010.

La D.G.R. ha argumentado que la concesión debía un arancel adicional por un monto de ARS 4.384.201 (aproximadamente 218 al tipo de cambio vigente al 3 de abril de 2018). En esta determinación, la DGR no consideró que ciertas partes de la superficie original del área de la concesión fueran revertidas a la provincia durante los años 2009 y 2010

Por lo tanto, la Compañía, considerando la opinión de sus asesores legales, considera que el reclamo no tiene fundamento y que la tarifa de exploración originalmente pagada era correcta. Sin embargo, el recurso ante el Ministerio de Economía y Crédito Público de la Provincia de Chubut fue rechazado. Posteriormente, se iniciaron varias acciones a nivel provincial y nacional para continuar apelando el reclamo de la DGR.

En marzo de 2015, la Compañía (como Operador de la operación conjunta) pagó el reclamo como un requisito obligatorio para continuar avanzando en el sistema judicial. Como resultado, la Compañía presentó la demanda ante el Tribunal Superior de Justicia de Chubut. En mayo de 2017, dicho tribunal emitió una decisión que concluyó su falta de jurisdicción, argumentando que la Compañía no había iniciado el proceso legal correspondiente. A la fecha de emisión de estos estados financieros, la acción de impugnación antes mencionada se encuentra en proceso y, si se resuelve a favor de la Compañía, permitirá que la acción subsiguiente le devuelva la tarifa pagada. Al 3 de abril de 2018, al 31 de diciembre de 2017 y al 1 de enero de 2017, la Compañía no había reconocido ninguna cuenta por cobrar.

Por otro lado, en octubre de 2014, el Gobierno Provincial de Chubut aprobó las revocaciones a la provincia efectuadas por la Compañía en 2009 y 2010. Esta aprobación entró en vigencia en abril de 2013 y la DGR entendió que la operación conjunta también debería pagar los cargos por la exploración adicional por los años 2012 y 2013, generando otro reclamo de la DGR.

El 28 de agosto de 2016, APCO y Roch S.A. presentaron una queja impugnando el Decreto Provincial Nº 1.191 / 14, mediante el cual el Gobernador de la Provincia aceptó la reversión el 23 de abril de 2013 y ordenó a la DGR revalorar las tarifas de exploración en esa fecha. La demanda se presentó ante la Corte Suprema de Justicia de la Provincia de Chubut ("CSJ").

APCO y Roch S.A. solicitaron, como medida de precaución, la suspensión de todos los efectos del Decreto No. 1.191 / 14 y la agregación de este procedimiento con el vigente ante el CSJ para impugnar las tarifas de exploración para los períodos 2009-2011. La demanda busca revocar los efectos del Decreto No. 1.191 / 14. En el caso de que el CSJ revoque el Decreto, esta resolución tendrá efectos en la demanda iniciada por las tarifas de 2009-2011, que ya está terminada, y en el expediente administrativo para las tarifas 2012-2013. El 2 de febrero de 2017, la medida cautelar solicitada fue rechazada, sin costo alguno. El 2 de febrero de 2018, la Compañía presentó un escrito al CSJ solicitando la resolución del caso. El 12 de marzo de 2018, el Fiscal General emitió su opinión, según la cual considera que el reclamo debe ser rechazado. A la fecha de estos estados financieros, la Compañía está esperando la resolución de este asunto.

Al 3 de abril de 2018, al 31 de diciembre de 2017 y al 1 de enero de 2017, los montos correspondientes a este reclamo ascendieron a ARS 2.814 (US $ 140), ARS 2.814 (US $ 151) y ARS 2.381 (US $ 150), respectivamente, por el año 2012 y ARS 429 (US $ 22), ARS 429 (US $ 23) y ARS 351 (US $ 22), respectivamente, por el año 2013. El monto de la provisión correspondiente a la participación de la Compañía en la operación conjunta anterior asciende a ARS 2.032 (US $ 101), ARS 2.032 (US $ 109) y ARS 1.712 (US $ 107) al 3 de abril de 2018, al 31 de diciembre de 2017 y al 1 de enero de 2017, respectivamente. Esta disposición se reconoce en el rubro Provisiones del estado de situación financiera.

La Compañía está discutiendo este reclamo en la jurisdicción administrativa y mantiene su derecho a solicitar el reembolso del monto pagado, en caso de éxito en las apelaciones iniciadas.

25.2 Asociación de Superficiarios de la Patagonia (ASSUPA)

El 1 de julio de 2004, la Compañía fue notificada sobre una queja presentada en su contra. En agosto de 2003, ASSUPA demandó a 18 compañías que operan concesiones de explotación y permisos de exploración en la Cuenca de Neuquén, siendo la Compañía una de ellas, que reclama la remediación del daño ambiental general supuestamente causado en la ejecución de tales actividades, además del establecimiento de un fondo de restauración del medioambiente, y la implementación de medidas para prevenir daños ambientales en el futuro. El demandante solicitó la convocatoria del Gobierno argentino, el Consejo Federal de Medio Ambiente, las provincias de Buenos Aires, La Pampa, Neuquén, Río Negro y Mendoza y el Defensor del Pueblo de la Nación. Pidió, como medida cautelar, que los acusados se abstengan de llevar a cabo actividades que afecten el medio ambiente. Tanto la citación del Defensor del Pueblo como el requerimiento preliminar solicitado fueron rechazados por la Corte Suprema de Justicia de Argentina ("CSJN"). La Compañía ha respondido a la demanda solicitando su rechazo, oponiéndose al fallo del demandante. La CSJN les dio a los demandantes un término para corregir los defectos en la queja. El 26 de agosto de 2008, la CSJN decidió que tales defectos ya se habían corregido y el 23 de febrero de 2009 ordenó que se convocara a ciertas provincias, al gobierno argentino y al Consejo Federal de Medio Ambiente. Por lo tanto, las cuestiones pendientes se aplazaron hasta que todos los terceros implícitos comparecieran ante el tribunal. A la fecha de emisión de estos estados financieros, las provincias de Río Negro, Buenos Aires, Neuquén, Mendoza y el gobierno argentino han realizado sus presentaciones, las cuales aún no están disponibles para la Compañía. Las provincias de Neuquén y La Pampa han reclamado falta de jurisdicción, a lo que respondió el demandante.

El 30 de diciembre de 2014, la CSJN emitió dos sentencias interlocutorias. La relacionada con la Compañía apoyó el reclamo de las Provincias de Neuquén y La Pampa, y declaró que todos los daños ambientales relacionados con situaciones locales y provinciales estaban fuera del alcance de su jurisdicción original, y que solo "situaciones interjurisdiccionales" (como la cuenca del río Colorado) caería bajo su jurisdicción. El Tribunal también rechazó las medidas cautelares y otros procedimientos relacionados con dicha solicitud.

La Compañía, considerando la opinión del asesor legal, concluyó que no es probable que se requiera una salida de recursos que incorporen beneficios económicos para liquidar esta obligación y, en consecuencia, no constituyó ninguna provisión relacionada con este procedimiento.

Nota 26. Arrendamientos - Arrendamientos operativos - Como arrendatario

La Compañía ha celebrado arrendamientos operativos de vehículos automotores y maquinaria. Estos arrendamientos tienen una vida útil promedio de 3 años, con términos de renovación a opción del arrendatario, por lo que la Compañía puede extender los términos de arrendamiento según los precios del mercado en el momento de la renovación. No hay restricciones impuestas a la Compañía como resultado de la celebración de estos arrendamientos. Las características que estas asignaciones de uso tienen en común son que los pagos (cuotas) se establecen como montos fijos; no hay cláusulas de opción de compra; y existen prohibiciones tales como: transferir o subarrendar vehículos automotores y maquinaria, cambiar su uso y / o realizar cualquier tipo de modificación a los mismos.

Al 3 de abril de 2018, al 31 de diciembre de 2017 y al 1 de enero de 2017, los pagos mínimos futuros con respecto a los arrendamientos operativos no cancelables de uso son los siguientes:

	Al 3 de abril de 2018	Al 31 de diciembre de 2017	Al 1 de enero de 2017
2017	-	-	193
2018	3	34	34
2019	2	3	3
Total pagos mínimos futuros de arrendamiento	**5**	**37**	**230**

El total de gastos por arrendamientos operativos del período del 1 de enero de 2018 al 3 de abril de 2018 y por el año terminado el 31 de diciembre de 2017 fue de 32 y 193, respectivamente.

Nota 27. Operaciones en operaciones conjuntas de hidrocarburos

27.1 Consideraciones generales

La Compañía es responsable solidariamente con sus socios en el cumplimiento de las obligaciones contractuales que se deriven de los acuerdos para la exploración y explotación de las áreas hidrocarburíferas.

Las áreas hidrocarburíferas son operadas en Argentina mediante el otorgamiento de permisos o concesiones por parte del gobierno nacional o provincial bajo la base de la libre disponibilidad de los hidrocarburos que se producen.

De acuerdo con la Ley No. 17.319, en Argentina se pagan regalías equivalentes al 12% del precio en boca de pozo de petróleo crudo y gas natural producido. El precio en boca de pozo se calcula deduciendo los gastos de flete y otros gastos relacionados del precio de venta obtenido de transacciones con terceros.

En caso de extensión de la concesión, corresponderá el pago de una regalía adicional de hasta 3% respecto a la regalía aplicable al momento de la primera prórroga, la que ascendería al 15% y hasta un máximo total de 18% de regalías para las siguientes prórrogas.

27.2 Áreas de petróleo y gas y participación en operaciones conjuntas

Al 3 de abril de 2018, al 31 de diciembre de 2017 y al 1 de diciembre de 2017, la Compañía forma parte de las operaciones conjuntas y consorcios para la exploración y producción de petróleo y gas, tal como se indica a continuación:

Nombre	Ubicación	Participación Directa	Operador	Duración hasta el año
Bajada del Palo	Neuquén	23,00%	PELSA	2025
Entre Lomas	Río Negro and Neuquén	23,00%	PELSA	2026
Agua Amarga	Río Negro	23,00%	PELSA	2034/2040
Coirón Amargo Sur Oeste	Neuquén	45%	O&G Development Ltd. S.A.	2018 (1)
Coirón Amargo Norte	Neuquén	61,11% (55% (2))	APCO Sucursal	2036
Acambuco	Salta	1,5%	Pan American Energy	2034/2040
Sur Río Deseado Este I	Santa Cruz	16,94%	Roch (3)	2021
Sur Río Deseado Este II	Santa Cruz	44%	Roch (4)	2021

(1) A la fecha de estos estados financieros, los operadores conjuntos están en proceso de prórroga de este acuerdo de concesión.
(2) Al 1 de enero de 2017 (Nota 27.3.1)
(3) Durante abril de 2018, el operador cambió a Pentanova Energy
(4) Durante abril de 2018, el operador cambió a Quintana E&P Argentina S.R.L.

La información financiera resumida con respecto a las operaciones conjuntas principales de la Compañía se detalla a continuación. La información financiera resumida a continuación representa los montos preparados de acuerdo con las NIIF en sus respectivas participaciones ajustadas por la Compañía para propósitos contables.

	Al 3 de abril de 2018	Al 31 de diciembre de 2017	Al 1 de enero de 2017
Activo			
Activo no corriente	67.505	76.776	90.930
Activo corriente	15.014	7.152	17.011
Pasivo			
Pasivo no corriente	6.998	6.945	6.209
Pasivo corriente	8.338	9.794	11.666

	Período del 1 de enero de 2018 al 3 de abril de 2018	Año terminado el 31 de diciembre de 2017
Costos de venta	(16.054)	(62.300)
Gastos de venta	(773)	(3.143)
Gastos generales y de administración	(561)	(1.412)
Gastos de exploración	(26)	(148)
Otros gastos e ingresos operativos, netos	306	(6.796)
Resultados financieros, netos	77	(577)
Costos y gastos totales del período / ejercicio	(17.031)	(74.376)

27.3 Nuevas concesiones y cambios en participaciones de explotación de propiedades de petróleo y gas

27.3.1 Propiedades de petróleo y gas en Coirón Amargo Sur Oeste y Coirón Amargo Norte

El acuerdo conjunto Coirón Amargo ("CA") tenía una concesión de explotación en el área Norte ("Coirón Amargo Norte") y un lote de evaluación en el área Sur ("Coirón Amargo Sur"), vigente hasta el año 2036 y 2018, respectivamente.

El 11 de julio de 2016, los socios firmaron acuerdos de cesiones de sus participaciones, por medio de los cuales el área se dividió en tres propiedades de petróleo y gas: Coirón Amargo Norte ("CAN"), Coirón Amargo Sur Oeste ("CASO") y Coirón Amargo Sur Este ("CASO").

CA cambió su denominación a CAN. Los operadores conjuntos de CAN son la Compañía con el 55% de participación activa, la sucursal Madalena Ventures Inc. Argentina ("Madalena") con el 35% de participación activa y Gas y Petróleo de Neuquén S.A. ("GyP") con el 10% restante. La Sucursal es la operadora desde esa fecha. La fecha de vencimiento de la concesión de explotación se mantiene en 2036.

Adicionalmente, se estableció la operación conjunta CASO y los operadores conjuntos fueron la Compañía con el 45% de participación, O&G Developments Ltd. S.A. con una participación del 45% y Gas y Petróleo de Neuquén S.A. con el 10% restante. O&G Developments Ltd. S.A. es el operador designado y la fecha de vencimiento es el 30 de junio de 2018 (ver Nota 29.2), de acuerdo con la resolución MEyRN N ° 032/2018 de fecha 2 de marzo de 2018.

La Compañía decidió no participar en la unión transitoria para la operación del área CASE.

La provincia de Neuquén emitió el Decreto N° 1.363, publicado en el Boletín Oficial el 7 de octubre de 2016, que aprueba este acuerdo. El acuerdo conjunto CA (cuya continuación es el acuerdo conjunto CAN) estableció que todos los desembolsos en términos de gastos e inversiones en los que se incurrió durante la etapa de exploración hasta que el lote fue declarado comercialmente explotable, fueron aportados, a exclusivo riesgo, por los socios, con la excepción de GyP, y en ningún caso GyP tiene que reembolsar al resto de los socios de la operación conjunta, tales gastos e inversiones. Por lo tanto, fueron reconocidos por la Compañía en la proporción en que fueron financiados.

El resto de los socios hacen la contribución correspondiente a la participación de GyP en el acuerdo conjunto (10%) durante la etapa de explotación. Estos socios recuperarán los créditos, sin intereses, reteniendo un porcentaje del ingreso neto que sería apropiado que GyP reciba de la venta de hidrocarburos proporcional a su participación. El operador de la UTE realizará dicha retención. Al 1 de enero de 2017, la Compañía reconoció una cuenta por cobrar con respecto a este financiamiento provisto a GyP de 3.718, presentado en "Otras cuentas por cobrar corrientes", en la partida "Gastos a recuperar".

El 28 de diciembre de 2017, los socios en el acuerdo conjunto CAN firmaron un Acta de Comité Operativo donde se aprueba la implementación del "Carry Petrolero" con efecto retroactivo al 1 de septiembre de 2017. Como consecuencia de lo anterior, los socios acordaron que las contribuciones efectuadas y a ser efectuadas en el futuro se reconocerán como mayor activo y/o gasto, según corresponda, en términos de los montos realmente desembolsados por ellos, independientemente de los porcentajes de participación contractual.

En consecuencia, la Compañía adquirió los activos netos que GyP poseía en la operación conjunta CAN por un valor de 3.123 correspondiente a la otra cuenta por cobrar que la Compañía tenía con GyP, detallada anteriormente, al 1 de septiembre de 2017, que se dio de baja. Dado que el valor en libros de estos activos a la fecha de adquisición ascendió a 1.964, la Compañía reconoció la diferencia de 1.159 como Propiedad Mineral.

En consecuencia, al 1 de septiembre de 2017, la Compañía procedió a incluir su participación en esta operación conjunta como 61,11%, que se compone de su participación contractual del 55% más la participación incremental adquirida de GyP, del 6,11%.

27.3.2 Propiedades de petróleo y gas en el área Entre Lomas

Los socios de la operación conjunta Entre Lomas son la Compañía y Vista Argentina (anteriormente Petrolera Entre Lomas S.A.) con una participación de 23% y 77%, respectivamente. Vista Argentina es el operador y la operación conjunta participa en la concesión para la explotación de hidrocarburos en el área Entre Lomas, ubicada en las provincias de Río Negro y Neuquén. El contrato de concesión, renegociado en 1991 y 1994, otorgó la disponibilidad de petróleo crudo y gas natural producido, y determinaba el plazo de la concesión hasta el 21 de enero de 2016.

La concesión Entre Lomas tenía un plazo inicial de 25 años que expiraba en el año 2016 con una opción de prórroga por un período adicional de diez años con el consentimiento del gobierno. En 2009, el gobierno provincial de Neuquén negoció y otorgó períodos de prórroga de diez años a varias compañías. En el tercer trimestre de 2009, el contrato de concesión de la parte de la concesión Entre Lomas ubicada en la provincia de Neuquén se extendió hasta enero de 2026. Este acuerdo de extensión no se aplica a la parte de la concesión Entre Lomas ubicada en la provincia de Río Negro que se negoció por separado.

En el tercer trimestre de 2009, la provincia de Neuquén acordó prorrogar los términos de la concesión de las concesiones Entre Lomas y Bajada del Palo por períodos adicionales de diez años. De conformidad con el acuerdo de extensión, Apco y sus socios acordaron en ese momento gastar 237 millones de pesos (54,5 millones netos de la participación directa de la sucursal) para futuras actividades de explotación y exploración en esa parte de Entre Lomas ubicada en la provincia de Neuquén y Bajada del Palo durante un periodo de 17 años. Los impuestos provinciales a la producción aumentaron de la tasa del 12 por ciento al 15 por ciento y podrían aumentar hasta un máximo del 18 por ciento, dependiendo de los aumentos futuros en los precios de los productos.

Los operadores conjuntos llegaron a un acuerdo de renegociación con la Provincia de Río Negro para la concesión del área de Entre Lomas, suscripto el 9 de diciembre de 2014, aprobado por el Decreto Provincial No. 1.706 / 2014 y ratificado por la Honorable Legislatura Provincial en su sesión del 30 de diciembre de 2014. A través de este acuerdo, los operadores conjuntos acordaron prorrogar por 10 años la Concesión del Área Entre Lomas hasta el mes de enero de 2026, comprometiéndose, entre otras condiciones, al pago de un Bono Fijo y de un Aporte al Desarrollo Social y al Fortalecimiento Institucional, un aporte complementario equivalente al 3% de la producción de petróleo y gas natural y un importante plan de desarrollo y exploración de reservas y recursos, y remediación ambiental.

27.3.3 Propiedades de petróleo y gas Bajada del Palo

Los socios de la operación conjunta de Bajada del Palo son la Compañía y Vista Argentina con una participación activa del 23% y 77%, respectivamente. Vista Argentina es el operador.

La operación conjunta Bajada del Palo es la concesionaria de la explotación de hidrocarburos Bajada del Palo, ubicada en la provincia de Neuquén. Esta concesión fue extendida hasta el 7 de septiembre de 2015.

La Ley 26.197 de Hidrocarburos, publicada el 5 de enero de 2007, que modificó la Ley 17.319, proporciona el marco legal para que las provincias asuman la jurisdicción que corresponde al ejercicio del dominio original y la administración de los depósitos de hidrocarburos en sus respectivos territorios. Dado este poder, la Provincia de Neuquén llamó a renegociar la extensión de las concesiones. El 23 de julio de 2009, la Provincia de Neuquén notificó a PELSA y a la Compañía del Decreto Provincial N ° 1.117 / 09 que otorga la extensión por 10 años de la concesión operativa del área de Entre Lomas, por la porción del territorio correspondiente a dicha provincia y la zona de Bajada del Palo.

27.3.4 Propiedades de petróleo y gas Agua Amarga

Los socios de la operación conjunta de Agua Amarga son la Compañía y Vista Argentina, con una participación activa del 23%, 77%, respectivamente. Vista Argentina es el operador.

En 2007, los operadores conjuntos obtuvieron el permiso de exploración en el área de Agua Amarga ubicada en la Provincia de Río Negro mediante el Decreto Provincial No. 557/07 y la firma del respectivo contrato el 17 de mayo del mismo año. Con base en los resultados de la exploración realizada en el área de Agua Amarga, la Provincia de Río Negro otorgó la concesión de explotación del lote Charco del Palenque el 28 de octubre de 2009, mediante el Decreto Provincial No. 874 y su rectificación No. 922, con fecha 13 de noviembre de 2009 por un período de explotación de 25 años.

La autoridad de aplicación de la Provincia de Río Negro aceptó la inclusión del sector "Meseta Filosa" a la concesión otorgada anteriormente por Charco del Palenque, a través del Decreto Provincial No. 1.665 del 8 de noviembre de 2011, publicado en el Boletín Oficial No. 4.991 de fecha 1 de diciembre de 2011.

Posteriormente, la autoridad de aplicación de la Provincia de Río Negro aprobó la inclusión del sector Charco del Palenque Sur a la concesión otorgada anteriormente de Charco del Palenque, mediante el Decreto Provincial No. 1.199 de fecha 6 de agosto de 2015. Además, en la misma fecha, el Decreto Provincial No. 1.207 otorgó a PELSA la concesión de explotación del lote Jarilla Quemada.

Ambos Decretos se publicaron en el Boletín Oficial No. 5.381 del 17 de agosto de 2015, mediante el cual el permiso de exploración de Agua Amarga se divide en las dos concesiones de explotación mencionadas.

La concesión de explotación Charco del Palenque es efectiva hasta el año 2034 y la concesión de explotación Jarilla Quemada es efectiva hasta el año 2040.

27.4 Compromiso de inversión

Al 3 de abril de 2018 y al 31 de diciembre de 2017, la Compañía, a través de su participación en las propiedades de petróleo y gas Entre Lomas, se comprometió con la Provincia de Río Negro a perforar y completar 12 pozos de desarrollo, 2 pozos de avanzada y 1 pozo exploratorio, durante el período de 2018 a 2020. La mejor estimación de la Compañía del costo para cumplir con este compromiso es de US $ 31,5 millones (US $ 7,2 millones a la participación de la Compañía). Además, la Compañía, a través de su participación en la propiedad de petróleo y gas Entre Lomas, se comprometió a realizar 21 reparaciones de pozos y abandonar 4 pozos, en la propiedad de petróleo y gas Entre Lomas, durante el período de 2018 a 2020. La mejor estimación de la Compañía del costo para cumplir con este compromiso es de US $ 11,3 millones (US $ 2,6 millones a la participación de la Compañía). Dichas actividades de inversión se relacionaron con la participación del 23% que la Compañía tenía en la propiedad Entre Lomas. De las actividades mencionadas anteriormente, 3 pozos de desarrollo estaban pendientes de compromiso desde 2017 (ver Nota 29.3).

Nota 28. Reforma tributaria en Argentina

El 29 de diciembre de 2017, el Poder Ejecutivo Nacional aprobó la Ley Núm. 27.430 - Impuesto a la utilidad. Esta Ley introdujo varias modificaciones en el tratamiento del impuesto a la utilidad, cuyos componentes clave se describen a continuación:

28.1 Impuesto a la utilidad

28.1.1. Tasa del Impuesto a la utilidad

La tasa del impuesto a la utilidad para las empresas argentinas se reducirá gradualmente para las ganancias no distribuidas del 35% al 30% para los años fiscales que comienzan a partir del 1 de enero de 2018 hasta el 31 de diciembre de 2019, y hasta el 25% para los años que comienzan a partir del 1 de enero de 2020.

El efecto de la aplicación de los cambios en la tasa del impuesto a la utilidad sobre los activos y pasivos por impuestos diferidos de conformidad con la reforma tributaria mencionada anteriormente se reconoció, en función de su año de realización esperado, en “Impuesto a la utilidad” del estado de resultados y otros resultados integrales (Nota 13).

28.1.2. Impuesto sobre dividendos

El impuesto a los dividendos o ganancias distribuidos por, entre otros, empresas o establecimientos permanentes argentinos a individuos, propiedades indivisas o beneficiarios que residen en el extranjero se distribuyen en base a las siguientes consideraciones: (i) dividendos resultantes de las ganancias devengadas durante los años fiscales que comienzan el 1 de enero de 2018 hasta el 31 de diciembre de 2019, estarán sujetos a una retención del 7%; y (ii) los dividendos resultantes de las ganancias devengadas durante los años fiscales que comienzan a partir del 1 de enero de 2020 estarán sujetos a una retención del 13%.

Los dividendos resultantes de los beneficios ganados hasta el año fiscal anterior al que comenzó el 1 de enero de 2018 seguirán sujetos a la retención del 35% sobre el monto que excede las ganancias retenidas distribuibles no gravadas (período de transición del impuesto de igualación) para todos los beneficiarios.

28.1.3. Precios de transferencia

Se establecen controles para la importación y exportación de productos a través de intermediarios internacionales diferentes del exportador en el punto de origen o del importador en el destino.

Además, la Ley establece la obligación de proporcionar documentación que permita verificar las características de la transacción para la importación y exportación de bienes y la exportación de productos, en ambos casos cuando se realizan a través de un intermediario internacional diferente al exportador en el punto de origen o del importador en destino.

28.1.4. Revaluación fiscal y contable

La Ley establece que las Compañías pueden optar por realizar una revaluación fiscal de los activos ubicados en Argentina y a la generación de ganancias sujetas a impuestos. El impuesto especial sobre el monto de la revaluación depende del activo, y ascenderá a 8% para bienes inmuebles no contabilizados como inventarios, 15% para bienes inmuebles contabilizados como inventarios y 10% para propiedad personal y otros activos. Una vez que la opción se ejerce para un determinado activo, todos los activos dentro de la misma categoría deben revaluarse. El resultado fiscal de la revaluación no estará sujeto al impuesto a la utilidad, y el impuesto especial sobre el monto de la revaluación no será deducible de dicho impuesto.

La compañía está analizando actualmente el impacto de la opción mencionada anteriormente.

28.1.5. Ajuste

La reforma establece las siguientes reglas para la aplicación del mecanismo de ajuste de la inflación del impuesto a la utilidad: (i) un ajuste de costos por los bienes adquiridos o las inversiones realizadas durante los años fiscales que comienzan después del 1 de enero de 2018, teniendo en cuenta las variaciones en el Índice de Precios Internos Mayoristas (IPIM) publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas y Censos (INDEC); y (ii) la aplicación de un ajuste integral cuando la variación de IPIM supere el 100% en los 36 meses anteriores al cierre del período fiscal.

El ajuste de las adquisiciones o inversiones realizadas en años fiscales a partir del 1 de enero de 2018 aumentará la depreciación deducible y su costo computable en caso de venta.

El 4 de diciembre de 2018, Argentina promulgó la Ley No. 27.468 que modifica las normas de ajuste inflacionario a efectos del impuesto a la utilidad. Las nuevas normas cambian el índice utilizado para medir la inflación y modifican los parámetros que deben verificarse para desencadenar un ajuste.

El ajuste de la inflación para fines fiscales ahora se basará en el Índice de Precios al Consumidor (IPC), y un ajuste sólo se aplicará para los años fiscales 2018, 2019 y 2020 si el índice supera el 55%, 30% y 15% respectivamente.

Según esto, el ajuste por inflación no se aplicará a 2018 porque no se espera que el índice supere el 55%.

Además, la Ley No. 27.468 establece que el ajuste por inflación negativo o positivo resultante, correspondiente al primer, segundo o tercer año fiscal que comienza el 1 de enero de 2018, debe asignarse un tercio al año fiscal para el cual se calcula el ajuste y los dos tercios restantes, en partes iguales, a los dos años fiscales siguientes.

28.2 Impuesto al valor agregado

Reembolso de saldos favorables de inversiones.

Se establece un procedimiento para el reembolso de créditos fiscales originados en inversiones en propiedad, planta y equipo que, después de 6 meses a partir de su evaluación, no han sido absorbidos por débitos fiscales generados por la actividad

28.3 Impuesto sobre el combustible

Se introducen ciertas modificaciones al impuesto al combustible, que incorpora un impuesto sobre la emisión de dióxido de carbono. La reforma simplifica la estructura impositiva del combustible, manteniendo la misma carga fiscal efectiva antes de la reforma.

Nota 29. Eventos posteriores

La compañía ha evaluado eventos posteriores al 3 de abril de 2018 para evaluar la necesidad de un posible reconocimiento o exposición en estos estados financieros. La compañía evaluó dichos eventos hasta el 23 de enero de 2019, fecha en que estos estados financieros estaban disponibles para su emisión. Basada en esa evaluación, se determinó que no existieron eventos posteriores que deberían ser reconocidos o revelados en estos estados financieros, excepto por lo detallado a continuación:

29.1 Programa de promoción de la inyección de excedentes de gas natural para empresas con inyección reducida (el "Programa IR")

El 2 de mayo de 2018, la compañía presentó ante el MEyM el formulario de adhesión, declarando su consentimiento y aceptación de los términos y alcance de la Resolución No. 97/18 (Ver nota 1.2.2.1). Los saldos pendientes al 3 de abril de 2018, sujetos a esta liquidación, ascienden a ARS 88.552 (equivalente a 4.393). El procedimiento de liquidación previsto por dicha resolución establece que los montos se pagarán en dólares estadounidenses en treinta cuotas mensuales iguales y consecutivas a partir del 1 de enero de 2019.

29.2 Adquisición de propiedades de petróleo y gas en Argentina - Águila Mora

El 22 de agosto de 2018, la sucursal APCO Argentina firmó un contrato de cesión de derechos, el Contrato de intercambio de activos Águila Mora (“AM”), mediante el cual: (i) la sucursal APCO Argentina asignó a O&G, una subsidiaria de propiedad de Royal Dutch Shell plc ("Shell"), una participación no operativa del 35% en el bloque CASO, (ii) O&G asignó a la sucursal APCO Argentina una participación operativa del 90% en el bloque Águila Mora, más una contribución de US $ 10 millones para la actualización de una infraestructura de agua existente para el beneficio de las operaciones de Shell y Vista. El Acuerdo de intercambio de activos de Águila Mora estaba sujeto a las aprobaciones del gobierno de la Provincia de Neuquén, que se obtuvo el 30 de noviembre de 2018. Por lo tanto, a partir de esa fecha, VISTA retuvo una participación del 10% en el bloque CASO y una participación del 90% en el bloque Águila Mora, convirtiéndose en el operador de este último de conformidad con el Acuerdo de intercambio de activos Águila Mora. El Acuerdo de intercambio de activos de Águila Mora está sujeto a la aprobación de las autoridades antimonopolio argentinas, y dicha aprobación está pendiente a la fecha de emisión de estos estados financieros. El Acuerdo de intercambio de activos de Águila Mora establece que, en caso de que la aprobación de las autoridades antimonopolio argentinas esté condicionada a la desinversión de cualquiera de las partes adquirentes de una o más propiedades, la parte cedente no será responsable de dicha desinversión. Si la parte adquirente decide desinvertir en las participaciones transferidas o en una parte de las mismas en respuesta a una instrucción de la autoridad antimonopolio argentina, la parte cedente acepta que cualquier derecho preferencial o derecho de primera disposición previsto en el acuerdo pertinente no será aplicable a dicha cesión; siempre que la parte adquirente otorgue a la parte cedente un período de diez (10) días durante el cual la parte adquirente negociará exclusivamente con la parte cedente para la venta de los intereses transferidos antes de la comercialización de los intereses transferidos a terceros.

Ubicada en la provincia de Neuquén, AM es una propiedad de petróleo y gas con un permiso de exploración hasta septiembre de 2019, que se encuentra en la ventana de petróleo de esquisto de la formación Vaca Muerta, con un área de aproximadamente 23.000 hectáreas. CASO es una concesión de explotación no convencional de hidrocarburos con un área de aproximadamente 16.000 hectáreas, también ubicada en la provincia de Neuquén en la ventana de petróleo de esquisto de Vaca Muerta.

Debido a lo reciente de esta adquisición, la contabilidad inicial no se ha completado en la fecha de emisión de estos estados financieros, por lo tanto, la información requerida para los activos adquiridos y los pasivos asumidos, el valor razonable de la transferencia de la contraprestación, así como otros datos adicionales derivados de esta adquisición no se divulgan.

29.3 Adquisición de concesiones no convencionales en la propiedad de petróleo y gas Bajada del Palo

La sucursal celebró con la Subsecretaría de Energía, Minería e Hidrocarburos de la Provincia de Neuquén, Argentina, un acuerdo de inversión para la subdivisión de la propiedad de petróleo y gas de Bajada del Palo y el otorgamiento de una concesión de explotación no convencional para la Bajada del Área de Palo Oeste y una concesión de explotación no convencional para el área de Bajada del Palo Este (el "Acuerdo"). Las dos concesiones a las que se hace referencia en el acuerdo tienen una duración de 35 años, incluyen el pago de regalías fijas del 12% por la nueva producción de las formaciones de esquisto (roca de esquisto), y al entrar en vigor reemplazarán la concesión de la explotación convencional del área de Bajada del Palo que actualmente mantiene la Compañía.

El acuerdo, y por lo tanto las concesiones de explotación no convencionales en las áreas de Bajada del Palo Oeste y Bajada del Palo Este, entrarán en vigencia a partir de la emisión de un Decreto del gobernador de la Provincia de Neuquén que apruebe y ratifique el acuerdo.

Tras la notificación del decreto que aprueba el acuerdo, las dos concesiones de explotación no convencionales entrarán en vigencia, la concesión de explotación convencional que actualmente posee la Compañía en la misma área se rescindirá y VISTA se comprometerá a realizar las siguientes inversiones (i) con respecto al área de Bajada del Palo Oeste, con un área de 62.640 hectáreas, perforar ocho pozos horizontales con un monto total de inversión de aproximadamente 105.600 a ser realizado dentro de los 18 meses contados desde la fecha de dicha notificación; y (ii) con respecto al área de Bajada del Palo Este, con un área de 48.850 hectáreas, perforar cinco pozos horizontales, con un monto total de inversión de aproximadamente 51.800 a realizarse dentro de los 36 meses a partir de la fecha de dicha notificación.

De conformidad con el acuerdo, una vez que entre en vigencia y de conformidad con la legislación aplicable, la sucursal debe pagar a la Provincia de Neuquén los siguientes conceptos en el marco del otorgamiento de concesiones de explotación no convencionales para ambas áreas: (i) bono de explotación por un total de aproximadamente 1.167, (ii) Bono de infraestructura por un total de aproximadamente 2.796; y (iii) en términos de responsabilidad social corporativa, un monto de aproximadamente 3.935. Asimismo, la sucursal deberá pagar la cantidad de aproximadamente 1.102 como impuesto de sellos.

El 21 de diciembre de 2018, el Decreto del gobernador de la Provincia de Neuquén que aprueba y ratifica los términos de dicho contrato, fue emitido y notificado a Apco.

29.4 APCO Sucursal Argentina (actualmente APCO Oil & Gas S.A.U.)

El 31 de octubre de 2018, el registro público de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires registró el cambio de domicilio de APCO International de las Islas Caimán a Argentina y su cambio de nombre a "APCO Oil & Gas SAU". Como resultado, con efectos a partir de dicha fecha, (i) APCO International fue registrada como una entidad argentina; (ii) “APCO Oil & Gas S.A.U.” continúa la actividad de APCO International en Argentina; y (iii) el registro de la APCO Sucursal Argentina fue cancelado en el registro público y la entidad dejó de existir. Además, a la fecha de emisión de estos estados financieros, VISTA Holding I, APCO Oil & Gas S.A.U. y APCO Argentina tenía una participación del 35,21%, 62,29% y 2,5%, respectivamente, en Vista Argentina (anteriormente PELSA, la antecesora de Vista) en virtud de un aumento de capital.

Nota 30. INFORMACIÓN COMPLEMENTARIA SOBRE LAS ACTIVIDADES DE PETRÓLEO Y GAS (SIN AUDITAR)

La siguiente información sobre las actividades de petróleo y gas se ha preparado de acuerdo con la metodología prescrita por el consejo de normas de contabilidad financiera ("FASB") Codificación de las normas de contabilidad ("ASC") No. 932 "Actividades extractivas - Petróleo y gas", según la enmienda de Actualización de normas contables ("ASU") 2010.03 "Estimación y revelación de reservas de petróleo y gas" emitido por FASB en enero de 2010 para alinear los requisitos actuales de estimación y divulgación con los requisitos establecidos en las reglas e interpretaciones finales de la SEC, publicadas el 31 de diciembre de 2008. Por lo tanto, no hay revelaciones relacionadas con el costo incurrido, costos capitalizados y los resultados de las operaciones. Esta información incluye las actividades de petróleo y gas de las Propiedades en Argentina.

Costos incurridos

La siguiente tabla presenta los costos capitalizados, así como los costos que se reconocieron en resultados, durante el período del 1 de enero de 2018 al 3 de abril de 2018 y al año terminado al 31 de diciembre de 2017. La adquisición de propiedades incluye el costo de adquisición de propiedades de petróleo y gas probadas o no probadas. Los costos de exploración incluyen los costos necesarios para retener propiedades no desarrolladas, costos de adquisición sísmica, interpretación de datos sísmicos, modelos geológicos, costos de perforación de pozos de exploración y pruebas de pozos perforados. Los costos de desarrollo incluyen costos de perforación y equipo para pozos de desarrollo, la construcción de instalaciones para extracción, tratamiento y almacenamiento de hidrocarburos y todos los costos necesarios para mantener las instalaciones para los volúmenes técnicos desarrollados existentes.

	Período del 1 de enero de 2018 al 3 de abril de 2018	**Año terminado el 31 de diciembre de 2017**
Adquisición de propiedades de petróleo y gas		
Probadas	-	(4.418)
No probadas	-	-
Total adquisición de propiedades de petróleo y gas	**-**	**(4.418)**
Exploración	(26)	(148)
Desarrollo	(1.311)	(9.868)
Total Gastos incurridos	**(1.337)**	**(14.434)**

APCO no tiene costos incurridos en entidades reconocidas bajo el método de la participación en los períodos / años mencionados anteriormente.

Costos capitalizados

La siguiente tabla presenta los costos capitalizados al 31 de diciembre de 2017 y al 1 de enero de 2017, para propiedades de petróleo y gas probadas y no probadas, y la depreciación acumulada correspondiente a esas fechas.

	Al 31 de diciembre de 2017	**Al 1 de enero de 2017**
Propiedades probadas[(1)]		
Equipos, campamentos y otras instalaciones	3.523	3.550
Propiedades y pozos de petróleo y gas	244.134	230.430
Otros proyectos incompletos	1.728	1.321
Propiedades no probadas	-	-
Costos brutos capitalizados	**249.385**	**235.301**
Accumulated depreciation	(175.657)	(153.712)
Total costos capitalizados netos	**73.728**	**81.589**

(1) Incluye montos capitalizados relacionados con obligaciones de retiro de activos y pérdida / recuperación por deterioro.

APCO no tiene costos incurridos en entidades reconocidas bajo el método de la participación en los períodos / años mencionados anteriormente.

Resultados de operaciones

El desglose de los resultados de las operaciones que se muestran a continuación resume los ingresos y gastos directamente asociados con las actividades de producción de petróleo y gas para los períodos del 1 de enero de 2018 al 3 de abril de 2018 y para el año terminado el 31 de diciembre de 2017. El impuesto a la utilidad para los períodos presentados se calculó utilizando las tasas impositivas legales vigentes.

	Período del 1 de enero de 2018 al 3 de abril de 2018	Año terminado el 31 de diciembre de 2017
Ingresos	17.690	66.059
Compensación de inyección de gas excedente	350	4.845
Total ingresos y otros ingresos	18.040	70.904
Costos de producción, excluyendo la depreciación		
Costos operativos y otros	(6.868)	(32.261)
Regalías	(2.909)	(11.371)
Total costos de producción	**(9.777)**	**(43.632)**
Gastos de exploración	(26)	(148)
Deterioro de propiedad, planta y equipo	(435)	(1.080)
Descuento del pasivo por taponamiento de pozos	(86)	(287)
Depreciación, agotamiento y amortización	(5.614)	(18.506)
Resultados de operaciones antes de impuesto	**2.102**	**7.251**
Impuesto a la utilidad	(631)	(2.538)
Resultados de las operaciones de petróleo y gas	**1.471**	**4.713**

APCO no tiene costos incurridos en entidades reconocidas bajo el método de la participación en los períodos / años mencionados anteriormente.

Cantidades estimadas de reservas probadas de petróleo y gas

Gaffney, Cline & Associates realizaron una auditoría de reservas para todas las propiedades de acuerdo con la regla 4-10 de la Regulación S-X, promulgada por la SEC, y de acuerdo con las disposiciones de divulgación de reservas de petróleo y gas de la Codificación de Normas Contables ("ASC" por sus siglas en inglés), No. 932 "Actividades Extractivas - Petróleo y Gas" de la Junta de Normas de Contabilidad Financiera ("FASB" por sus siglas en inglés). La información relacionada con las reservas de hidrocarburos incluida en las siguientes secciones se refiere a dichas Propiedades.

Reservas estimadas de petróleo y gas

Las reservas probadas de petróleo y gas son aquellas cantidades de petróleo y gas que, por análisis de geociencias y datos de ingeniería, pueden estimarse con una certeza razonable para que sean económicamente producibles, desde una fecha determinada en adelante, desde reservorios conocidos y bajo las condiciones económicas existentes, los métodos operativos y las regulaciones gubernamentales, antes del momento en que expiran los contratos que otorgan el derecho a operar, a menos que la evidencia indique que la renovación es razonablemente segura, independientemente de si se utilizan métodos deterministas o probabilísticos para la estimación. El proyecto para extraer los hidrocarburos debe haber comenzado o el operador debe estar razonablemente seguro de que comenzará el proyecto dentro de un tiempo razonable. En algunos casos podrían ser requeridas inversiones sustanciales en nuevos pozos e instalaciones relacionadas para recuperar las reservas probadas.

La Compañía considera que sus estimaciones de los volúmenes de reservas de petróleo y gas recuperables probadas remanentes son razonables y dichas estimaciones se han preparado de acuerdo con las normas de la SEC y del ASC 932, tal como fuera luego modificado. Consecuentemente, los precios del petróleo crudo utilizados para determinar las reservas probadas fueron los precios promedio durante los períodos de doce meses anteriores al 3 de abril de 2018, 31 de diciembre de 2017 y 1 de enero de 2017, respectivamente, determinados sobre la base de un promedio no ponderado del precio vigente al primer día del mes para cada mes dentro de dichos períodos. Adicionalmente, dado que no hay precios de mercado del gas natural comparables en Argentina disponibles, Apco utilizó los precios de gas promedio realizados durante el año para determinar las reservas de gas.

La estimación de las propiedades al 31 de diciembre de 2017 y al 1 de enero de 2017 fue auditada por Gaffney, Cline & Associates. Gaffney, Cline & Associates es una consultora independiente de ingeniería petrolera. La auditoría independiente cubrió las reservas estimadas ubicadas en las áreas operadas por Pampa, Gaffney, Cline & Associates auditó las estimaciones de reservas probadas de petróleo y gas natural de acuerdo con la regla 4-10 de la Regulación S-X, promulgada por la SEC, y de conformidad con las disposiciones de divulgación de reservas de petróleo y gas del ASC Tópico 932 de la FASB. Proporcionamos toda la información requerida durante el curso del proceso de auditoría a la satisfacción de Gaffney, Cline & Associates.

Las estimaciones de reservas, así como los perfiles de producción futuros, a menudo son diferentes de las cantidades de hidrocarburos que finalmente se recuperan. La precisión de dichas estimaciones depende, en general, de los supuestos en los que se basan las mismas.

Las regalías pagaderas a las Provincias no se han deducido de las reservas probadas informadas. El gas incluye las ventas y consumos de gas.

Los volúmenes de líquidos de hidrocarburos representan el aceite de cruce, el condensado, la gasolina y el GLP que se recuperan en la separación en el campo y en el procesamiento de la planta y se reportan en millones de barriles de tanque de reserva (MMBbl). Los volúmenes de gas natural representan las ventas de gas esperadas y el uso de combustible en el campo, y se reportan en mil millones (109) de pies cúbicos estándar (Bcf) en condiciones estándar de 14.7 psia y 60° F. Los volúmenes de gas son el resultado de la separación y el procesamiento en el campo, que se reducen por inyección, ignición y encapsulado.

La siguiente tabla muestra las estimaciones probadas de líquidos (incluyendo petróleo crudo, condensado y gas natural líquido) y volúmenes técnicos probados de gas natural al 3 de abril de 2018, 31 de diciembre de 2017 y 1 de enero de 2017.

	Volúmenes técnicos al 3 de abril de 2018		
Categoría de reservas	**Petróleo crudo, condensado y líquidos de gas natural** (millones de barriles)	**Gas natural** (billones de pies cúbicos)	**Total** (millones de barriles equivalentes)
PROBADA Desarrollada	3,6	17,9	6,8
PROBADA Sin desarrollar	0,8	5,5	1,8

Total de reservas probadas (desarrolladas y sin desarrollar)	4,4	23,4	8.6

La siguiente tabla muestra las estimaciones probadas de líquidos (incluyendo petróleo crudo, condensado y gas natural líquido) y volúmenes técnicos probados de gas natural al 31 de diciembre de 2017.

	Volúmenes técnicos al 31 de diciembre de 2017		
Categoría de reservas	**Petróleo crudo, condensado y líquidos de gas natural** (millones de barriles)	**Gas natural** (billones de pies cúbicos)	**Total** (millones de barriles equivalentes)
PROBADA Desarrollada	4,0	19,2	7,4
PROBADA Sin desarrollar	0,8	5,5	1,8
Total de reservas probadas (desarrolladas y sin desarrollar)	4,8	24,7	9,2

La siguiente tabla muestra las estimaciones probadas de líquidos (incluyendo petróleo crudo, condensado y gas natural líquido) y volúmenes técnicos probados de gas natural al 1 de enero de 2017.

	Volúmenes técnicos al 1 de enero de 2017		
Categoría de reservas	**Petróleo crudo, condensado y líquidos de gas natural** (millones de barriles)	**Gas natural** (billones de pies cúbicos)	**Total** (millones de barriles equivalentes)
PROBADA Desarrollada	5,3	20,6	9,0
PROBADA Sin desarrollar	1,2	3,8	1,9
Total de reservas probadas (desarrollada y sin desarrollar)	6,5	24,4	10,9

La siguiente tabla muestra la conciliación de los datos de reservas de la Compañía entre el 1 de enero de 2017 y el 31 de diciembre de 2017:

	Petróleo crudo, condensado y líquidos de gas natural [(1)] (millones de barriles)	**Consumo más ventas de gas natural** [(2)] (billones de pies cúbicos)	**Total** (millones de barriles equivalentes)
Reservas probadas (desarrolladas y sin desarrollar)			
Reservas probadas desarrolladas al 1 de enero de 2017	5,3	20,6	9,0
Reservas probadas sin desarrollar al 1 de enero de 2017	1,2	3,8	1,9
Al inicio de año - 1 de enero de 2017	6,5	24,4	10,9
Incremento (disminución) atribuible a:	-	-	-
Revisiones de estimaciones anteriores [(3)]	(0,7)	4,1	-
Extensión y descubrimiento	-	-	-
Compras de reservas probadas en el lugar	-	-	-
Producción	(1,0)	(3,8)	(1,7)
Reservas al 31 de diciembre de 2017	4,8	24,7	9,2
Reservas probadas desarrolladas al 31 de diciembre de 2017	4,0	19,1	7,4
Reservas probadas sin desarrollar al 31 de diciembre de 2017	0,8	5,6	1,8

(1) Los volúmenes de líquidos se reportan en millones de barriles (MMBbl) y los volúmenes de ventas de gas se reportan en millones de pies cúbicos estándar (MMSCF) en condiciones estándar de 14.7 psia y 60 grados Fahrenheit. El volumen equivalente de líquido total se informa en millones de barriles de petróleo equivalente (MMBOe), y el gas se convierte suponiendo que 5,615 SCF de gas es igual a un líquido de Bbl. El consumo de gas natural representa el 30% de los volúmenes de gas natural reportados. Los volúmenes de líquidos incluyem petróleo crudo, condensado y líquidos del gas natural (GLP y gasolina natural). No incluimos cifras por separado de reservas de GLP y gasoline natural, dado que representan menos del 5.9% y del 7.1% de las reservas probadas desarrolladas y no desarrolladas al 1 de enero de 2017 y al 31 de diciembre de 2017, respectivamente.

(2) El consumo de gas natural representa un 30.1% de las reservas totals de gas natural (consumo más ventas de gas natural) al 1 de enero de 2017, y 27.2% al 31 de diciembre de 2017.

(3) Debido al mejor / (peor) rendimiento esperado del pozo.

La siguiente tabla muestra la conciliación de los datos de reservas de la Compañía entre el 31 de diciembre de 2017 y el 3 de abril de 2018:

	Petróleo crudo, Condensado y líquidos de gas natural[1]	**Consumo más ventas de gas natural**[2]	**Total**
	(millones de barriles)	(billones de pies cúbicos)	(millones de barriles equivalentes) (1)
Reservas probadas (desarrolladas y sin desarrollar)			
Reservas probadas desarrolladas al 1 de enero de 2018	4,0	19,1	7,0
Reservas probadas sin desarrollar al 1 de enero de 2018	0,8	5,6	1,7
Al inicio de año - 1 de enero de 2018	4,8	24,6	8,7
Incremento (disminución) atribuible a:	-	-	-
Revisiones de estimaciones anteriores [3]	-	(3,2)	-
Extensión y descubrimiento	-	-	-
Compras de reservas probadas en el lugar	-	-	-
Producción	(0,2)	(1,2)	(0,3)
Reservas al 3 de abril de 2018	4,6	23,4	7,7
Reservas probadas desarrolladas al 3 de abril de 2018	3,8	17,9	6,0
Reservas probadas sin desarrollar al 3 de abril de 2018	0,8	5,5	1,7

(1) Los volúmenes de líquidos se reportan en millones de barriles (MMBbl) y los volúmenes de gas de ventas se reportan en millones de pies cúbicos estándar (MMSCF) en condiciones estándar de 14,7 psia y 60 grados Fahrenheit. El volumen equivalente de líquido total se informa en millones de barriles de petróleo equivalente (MMBOe), y el gas se convierte suponiendo que 5.615 SCF de gas es igual a un líquido de Bbl. El consumo de gas natural representa el 30% de los volúmenes de gas natural reportados. Los volúmenes de líquidos incluyem petróleo crudo, condensado y líquidos del gas natural (GLP y gasolina natural). No incluimos cifras por separado de reservas de GLP y gasoline natural, dado que representan menos del 7.1% de las reservas probadas desarrolladas y no desarrolladas tanto al 1 de enero de 2018 como al 3 de abril de 2018.

(2) El consumo de gas natural representa un 27.2% de las reservas totals de gas natural (consumo más ventas de gas natural) al 1 de enero de 2018, y también 27.2% al 3 de abril de 2018.

(3) Debido al mejor / (peor) rendimiento esperado del pozo.

Medida estandarizada de flujos de efectivo netos futuros descontados

La siguiente tabla describe los flujos de efectivo futuros estimados de la producción futura de reservas probadas desarrolladas y sin desarrollar de petróleo crudo, condensado, gas natural líquido y gas natural. Tal como lo prescriben las normas de Modernización de la Información de Petróleo y Gas de la SEC y la ASC 932 de la Codificación de las Normas de Contabilidad (ASC) de FASB relacionadas con las Actividades Extractivas - Petróleo y Gas (anteriormente Divulgaciones de la SFAS no. 69 sobre Actividades de Producción de Petróleo y Gas) los flujos se estimaron utilizando el promedio de doce meses de los precios de referencia del primer día del mes según se ajustaron por diferenciales de ubicación y calidad. Los costos futuros de desarrollo y abandono incluyen los costos estimados de perforación, las instalaciones de desarrollo y explotación y los costos de abandono. Estos costos de desarrollo futuro fueron estimados en base a las evaluaciones hechas por PAMPA. El impuesto a la utilidad futuro se calculó aplicando las tasas impositivas legales vigentes en Argentina en cada período.

Esta medida estandarizada no pretende ser y no debe interpretarse como una estimación del valor de mercado de las reservas de la Compañía. El propósito de esta información es proporcionar datos estandarizados para ayudar a los usuarios de los estados financieros a comparar diferentes compañías y realizar ciertas proyecciones. Es importante señalar que esta información no incluye, entre otros elementos, el efecto de cambios futuros en los costos de los precios y las tasas de impuestos, que la experiencia pasada indica que es probable que ocurran, así como el efecto de los flujos de efectivo futuros de las reservas. que aún no se han clasificado como reservas probadas, de un factor de descuento más representativo del valor del dinero en el transcurso del tiempo y de los riesgos inherentes a la producción de petróleo y gas. Estos cambios futuros pueden tener un impacto significativo en los flujos de efectivo netos futuros que se presentan a continuación. Por todas estas razones, esta información no indica necesariamente la percepción que la Compañía tiene sobre los flujos de efectivo netos futuros descontados de la reserva de hidrocarburos.

A continuación, se resume la información con respecto a la medida estandarizada de los flujos de efectivo netos futuros descontados relacionados con las reservas probadas.

Millones US$	**Al 3 de abril de 2018**	**Al 31 de diciembre de 2017**	**Al 1 de enero de 2017**
Flujos futuros de efectivo	314	330	482
Costos futuros de producción	(235)	(238)	(299)
Costos futuros de desarrollo y abandono	(38)	(38)	(56)
Impuesto a la utilidad futuro	(3)	(6)	(33)
Flujos de efectivo futuros no descontados, netos	**38**	**48**	**94**
10% de descuento anual	(10)	(10)	(24)
Medida estandarizada de flujos de efectivo futuros descontados, netos	28	38	70

La Medida estandarizada de los flujos de efectivo netos futuros descontados (descontados al 10%) de la producción de reservas probadas se desarrolló de la siguiente manera:

(1) Se hizo una estimación de la cantidad de volúmenes técnicos probados y los períodos futuros en los que se espera que se produzcan en función de las condiciones económicas de final de año.

(2) Los flujos de ingresos brutos futuros se redujeron según los costos operativos futuros estimados y los costos de abandono y desarrollo futuros, todos los cuales se basaron en los costos actuales vigentes al 31 de diciembre del año presentado y siendo constantes durante la vida útil de las Propiedades.

Cambios en la medida estandarizada de flujos de efectivo netos futuros descontados

No existe una inversión en una empresa reconocida bajo el método de participación dentro de la medida estandarizada de APCO durante el período terminado el 3 de abril de 2018, el año finalizado el 31 de diciembre de 2018 y al 1 de enero de 2017.

No se debe considerar que los datos presentados representan el flujo de efectivo esperado o el valor actual de los volúmenes técnicos probados existentes, ya que los cálculos involucran estimaciones y juicios significativos. La proyección requerida de la producción y los gastos relacionados a lo largo del tiempo requiere estimaciones adicionales con respecto a la disponibilidad del gasoducto, las tasas de demanda y el control gubernamental. Es probable que los precios y costos futuros reales sean sustancialmente diferentes de los precios y costos utilizados en el cálculo de los montos informados anteriormente. Cualquier análisis o evaluación de los montos informados debe dar un reconocimiento específico a los métodos computacionales utilizados y las limitaciones inherentes a ellos.

A continuación, se resumen las principales fuentes de cambios en la medida estandarizada de los flujos de efectivo futuros descontados netos:

Millones US$	**Año terminado al 31 de diciembre de 2017**
Medida estandarizada de flujos de efectivo netos futuros descontados al inicio del año	**70**
Variación neta en precios de venta y costos de producción relacionados con la producción futura (1)	(56)
Variación neta en costos estimados de desarrollo futuro	1
Variación neta por revisiones en estimaciones de cantidad	(2)
Actualización del descuento	8
Cambios en las tasas de producción y otros	(4)
Ventas de petróleo crudo, GLN y gas natural producido, neto de los costos de producción	(22)
Costos de desarrollo estimados previamente incurridos	15
Variación neta en el impuesto a la utilidad (2)	22

Variación en la medida estandarizada de flujos de efectivo futuros descontados del año	(32)
Medida estandarizada de flujos de efectivo futuros descontados al final del año	38

(1) Impulsado principalmente por una disminución en los precios del petróleo vigentes de 64,2 US $ / bbl al final del año 2016 a 54,22 US $ / bbl al final del año 2017.

(2) Debido a un cambio en la tasa del impuesto a la utilidad que fue introducido por la reforma fiscal mencionada anteriormente y la reducción de las entradas de efectivo esperadas en el cierre del año 2017. Dicha reforma fiscal reduce el impuesto a la utilidad de las empresas argentinas para ganancias no distribuidas del 35% al 30 % para los ejercicios que comienzan desde el 1 de enero de 2018 hasta el 31 de diciembre de 2019 y hasta el 25% para los ejercicios que comienzan desde el 1 de enero de 2020.

Millones US$	**Período terminado el 3 de abril de 2018**
Medida estandarizada de flujos de efectivo netos futuros descontados al inicio del año	**38**
Variación neta en precios de venta y costos de producción relacionados con la producción futura	-
Variación neta en costos estimados de desarrollo futuro	-
Variación neta por revisiones en estimaciones de cantidad	-
Actualización del descuento	-
Cambios en las tasas de producción y otros	(2)
Ventas de petróleo crudo, GLN y gas natural producido, neto de los costos de producción	(8)
Costos de desarrollo estimados previamente incurridos	-
Variación neta en el impuesto a la utilidad	-
Variación en la medida estandarizada de flujos de efectivo futuros descontados del año	(10)
Medida estandarizada de flujos de efectivo futuros descontados al final del año	28

Anexo 3 - Informe del Comité de Auditoría

Ciudad de México, Estados Unidos Mexicanos al 29 de marzo de 2019

INFORME ANUAL DEL COMITE DE AUDITORÍA DE VISTA OIL & GAS, S.A.B. DE C.V.

Al Consejo de Administración de
Vista Oil & Gas, S.A.B. de C.V.
Presente

Estimados señores y señoras:

El suscrito, en mi carácter de Presidente del Comité de Auditoría (el "Comité") de Vista Oil & Gas, S.A.B. de C.V. (la "Sociedad"), designación que se encuentra pendiente a mi calificación como miembro independiente del Consejo de Administración y ratificación por parte de la asamblea general ordinaria de accionistas de la Sociedad, con fundamento en lo dispuesto por el artículo 43, fracción II de la Ley del Mercado de Valores y el artículo 38 de los estatutos sociales de la Sociedad, me permito rendir, en representación del Comité el informe anual aprobado por la totalidad de los miembros del Comité, respecto de las actividades realizadas en el periodo comprendido entre el 1 de enero de 2018 al 31 de diciembre de 2018.

De conformidad con las disposiciones contenidas en la LMV, durante el ejercicio social de referencia, el Comité se enfocó durante este periodo, de manera general, en desarrollar distintas actividades en materia de auditoría que la ley aplicable y los estatutos sociales de la Sociedad le confieren, con el fin de apoyar al Consejo de Administración en la administración de la Sociedad, así como en celebrar reuniones periódicas y continuas con distintos directivos relevantes de la Sociedad.

Por lo que respecta a conceptos específicos correspondientes a las funciones aprobadas para este Comité, damos a conocer lo siguiente:

ESTADOS FINANCIEROS

Revisamos la información financiera de la Sociedad correspondiente al período comprendido entre el 1 de enero de 2018 y el 31 de diciembre de 2018, sobre la cual no detectamos irregularidades, por lo cual recomendamos su presentación al Consejo de Administración de la Sociedad para su aprobación y publicación.

Revisamos los estados financieros de la Sociedad al 31 de diciembre de 2018, dictaminados por el órgano correspondiente de la Sociedad, así como por Mancera, S.C. integrante de Ernst & Young Global Ltd., en su carácter de auditor externo de la Sociedad, y las políticas de contabilidad utilizadas en su preparación, las cuales fueron aplicadas de conformidad con las Normas Internacionales de Información Financiera.

Después de haber analizado los comentarios de los auditores externos, en conjunto con los auditores internos y con la Administración de la Sociedad, recomendamos al

Consejo de Administración su aprobación, para, consecuentemente, ser presentados a la consideración de la Asamblea de Accionistas.

POLÍTICAS CONTABLES

Hemos revisamos las políticas contables más importantes seguidas por la Sociedad, las cuales fueron observadas para la preparación de los estados financieros de la Sociedad, mismas que se rigen por las Normas Internacionales de Información Financiera. Derivado de dicha revisión, recomendamos la aprobación de dichas políticas contables.

AUDITORÍA EXTERNA

Revisamos los planes de trabajo para dictaminar los estados financieros y cumplimiento de control interno proporcionados por la firma de auditores externos, los cuales fueron aprobados en su totalidad.

En nuestra entrevista y sesión del comité de Auditoría con los auditores externos de la Sociedad, nos cercioramos de que cumplieran los requisitos de independencia, de conformidad con la ley aplicable.

El Comité de Auditoría evaluó el desempeño y, derivado de dicha evaluación, recomendó al Consejo de Administración de la Sociedad la ratificación de Mancera, S.C. integrante de Ernst & Young Global Ltd., como auditores externos de la Sociedad, y al señor Juan Carlos Castellanos López, como socio encargado de la auditoría de la Sociedad, así como la aceptación de sus propuestas económicas de honorarios profesionales.

AUDITORÍA Y CONTROL INTERNO

Supervisamos el desarrollo de los nuevos proyectos de auditoría y control interno que la Sociedad comenzó a implementar a partir de abril de 2018, los cuales serán plenamente incorporados durante 2019.

MEDIDAS PREVENTIVAS Y CORRECTIVAS

Durante el ejercicio 2018, no fue necesario adoptar medidas preventivas ni correctivas por la Sociedad para evitar incumplimientos a los lineamientos y/o políticas de operación y de registro contable de la Sociedad y sus subsidiarias.

OPERACIONES CON PERSONAS RELACIONADAS

El Comité recibió informes trimestrales respecto de la administración de los pagos y reembolsos de gastos realizados por la Sociedad en favor de Vista Sponsor Holdings L.P. y los señores Miguel Matías Galuccio, Juan Garoby, Pablo Vera Pinto y Alejandro Cherñacov, sobre los cuales el Comité se pronunció en su momento y respecto de los cuales no existen observaciones o comentarios adicionales.

VISTA
OIL & GAS

SEGUIMIENTO DE ACUERDOS DE LA ASAMBLEA DE ACCIONISTAS Y EL CONSEJO DE ADMINISTRACION

Fuimos informados de los acuerdos adoptados por las asambleas generales de accionistas y por el Consejo de Administración, concluyendo que sus resoluciones fueron ejecutadas conforme a lo que se determinó en cada caso.

OBSERVACIONES RESPECTO DE LA CONTABILIDAD, CONTROL INTERNO Y AUDITORÍA INTERNA Y/O EXTERNA DE LA SOCIEDAD

Durante el ejercicio 2018, no fue necesario realizar observaciones particulares respecto de la contabilidad, control interno y auditoría interna y/o externa ni se recibieron observaciones formuladas por accionistas, consejeros, directivos relevantes, empleados o cualquier otro tercero, en relación con estas cuestiones.

ASPECTOS ADMINISTRATIVOS

Hemos celebrado reuniones trimestrales del Comité para establecer criterios y recomendaciones para la administración de la Sociedad en materia de nuestra competencia.

Hemos llevado a cabo reuniones regulares del Comité con los directivos relevantes de la Sociedad en materia financiera, contable y de auditoría interna para mantenernos informados de la marcha de la Sociedad y las actividades y eventos relevantes.

También nos reunimos con los auditores externos de la Sociedad para discutir el desarrollo de su trabajo, cualesquier limitaciones que pudieran haber tenido y facilitar cualquier comunicación privada que desearan tener con el Comité.

Los trabajos que llevamos a cabo quedaron debidamente documentados en actas preparadas de cada reunión, las cuales fueron revisadas y aprobadas oportunamente por los integrantes del Comité.

El Presidente del Comité rindió reportes trimestrales al Consejo de Administración respecto de las actividades desarrolladas por dicho Comité en el ejercicio de sus facultades.

En virtud de lo expuesto, se recomienda al Consejo de Administración someta a la aprobación de la asamblea general ordinaria de accionistas, los estados financieros de la Sociedad por el ejercicio social que concluyo el 31 de diciembre de 2018.

Atentamente,

Pierre Jean Sivignon
Presidente del Comité de Auditoría
de Vista Oil & Gas, S.A.B. de C.V.

Anexo 4 - Opinión legal

LUIS J. CREEL LUJÁN †
SAMUEL GARCÍA-CUÉLLAR S. †

BERNARDO SEPÚLVEDA AMOR
CONSEJERO

CARLOS AIZA HADDAD
JEAN MICHEL ENRÍQUEZ DAHLHAUS
LUIS GERARDO GARCÍA SANTOS COY
GIOVANNI RAMÍREZ GARRIDO
SANTIAGO SEPÚLVEDA YTURBE
CARLOS DE ICAZA ANEIROS
CARLOS DEL RÍO SANTISO
LEONEL PEREZNIETO DEL PRADO
PEDRO VELASCO DE LA PEÑA
FRANCISCO MONTALVO GÓMEZ
EDUARDO GONZÁLEZ IRÍAS
CARLOS ZAMARRÓN ONTIVEROS
RODRIGO CASTELAZO DE LA FUENTE
JORGE MONTAÑO VALDÉS
FRANCISCO J. PENICHE BEGUERISSE

ALEJANDRO SANTOYO REYES
OMAR ZÚÑIGA ARROYO
MERCEDES HADDAD ARÁMBURO
MAURICIO SERRALDE RODRÍGUEZ
BEGOÑA CANCINO GARÍN
JORGE E. CORREA CERVERA
BADIR TREVIÑO-MOHAMED
HUMBERTO BOTTI ORIVE
LUIS IGNACIO VÁZQUEZ RUÍZ
CARLOS MENA LABARTHE
EDUARDO FLORES HERRERA
IKER I. ARRIOLA PEÑALOSA
JOSÉ IGNACIO SEGURA ALONSO
EMILIO AARÚN CORDERO
NARCISO CAMPOS CUEVAS

Teléfono Directo: (52) (55) 4748-0618
e-mail: carlos.zamarron@creel.mx

19 de julio de 2019

COMISIÓN NACIONAL BANCARIA Y DE VALORES
Vicepresidencia de Supervisión Bursátil
Dirección General de Emisoras
Av. Insurgentes Sur 1971, Torre Norte, Piso 7
Col. Guadalupe Inn
C.P. 01020 Ciudad de México

Señoras y Señores:

I. Hacemos referencia a la solicitud de autorización, entre otras cosas, para (i) la actualización de la inscripción en el Registro Nacional de Valores (el "RNV") de las acciones serie A ("Acciones Serie A") representativas del capital social de Vista Oil & Gas, S.A.B. de C.V. (la "Emisora" o la "Compañía"), cuya inscripción en el RNV fue autorizada por esa Comisión mediante oficio No. 153/10612/2017 y se encuentran inscritas bajo el número 3573-1.202018-003, (ii) llevar a cabo la oferta pública primaria subsecuente de suscripción y pago en México de dichas Acciones Serie A (la "Oferta en México"), así como una oferta pública primera internacional y pago de Acciones Serie A representadas por *American Depositary Shares ("ADS")*, en los Estados Unidos de América (los "Estados Unidos") y en otros países distintos a México, al amparo de la Ley de Valores de 1933 de los Estados Unidos de América (*U.S. Securities Act of 1933*) y registrados ante la *Securities and Exchange Commission* de los Estados Unidos de América (la "SEC") (la "Oferta Internacional" y junto con la Oferta en México, la "Oferta Global" o la "Oferta").

Hemos actuado como asesores legales externos en México de la Emisora en relación con la actualización de la inscripción en el RNV de las Acciones Serie A y la Oferta, y en tal carácter, hemos revisado exclusivamente la documentación e información proporcionada por la Emisora que se señala más adelante con el fin de rendir una opinión al respecto y para los efectos previstos por la fracción IV del artículo 85 y la fracción II del artículo 87 de la Ley del Mercado de Valores, así como el inciso h) de la fracción I del artículo 2 de las Disposiciones de Carácter General Aplicables a las Emisoras de Valores y a Otros Participantes del Mercado de Valores (la "Circular Única"). En consecuencia, el alcance de esta opinión se limita exclusivamente a la validez y exigibilidad bajo dichas leyes y disposiciones secundarias de los actos a que más adelante nos referimos.

Para efectos de la presente opinión, hemos revisado únicamente lo siguiente:

A. Copia certificada de la escritura pública que se describe en el Anexo 1 de la presente, respecto a la constitución de la Emisora (el "Acta Constitutiva").

B. Copia certificada de la escritura pública que se describe en el Anexo 1 de la presente, que contiene la protocolización de las resoluciones unánimes de la Emisora, de fecha 28 de julio de 2017, en la que se hace constar, entre otras cosas, la reforma integral de estatutos sociales de la Emisora mediante los cuales adopta modalidad de sociedad anónima bursátil de capital variable (los "Estatutos Sociales"), el nombramiento de los miembros propietarios del consejo de administración de la Emisora, así como los poderes otorgados a sus representantes legales.

C. Copia certificada de la escritura pública 87,307 otorgada ante el licenciado Luis Antonio Montes de Oca Mayagoitia, titular de la notaría número 29 de la Ciudad de México, que contiene la protocolización del acta de asamblea de accionistas de la Emisora, de fecha 18 de julio de 2019 (el "Acta de Asamblea"), en la cual se aprueba, entre otras cosas: (i) emitir hasta 20,000,000 de Acciones Serie A, (ii) solicitar la actualización de la inscripción en el RNV, (iii) llevar a cabo la Oferta en México, así como (iv) la Oferta Internacional.

D. El proyecto de título que ampara las Acciones Serie A (el "Certificado Global de las Acciones Serie A"), mismo que se adjunta a la presente como Anexo 2.

Nos referimos a los documentos identificados en los incisos A. a D., anteriores como los "Documentos de la Opinión".

En nuestra revisión de los documentos antes mencionados, hemos supuesto, sin verificación alguna, que (i) los documentos que nos fueron entregados son copias fieles de su original; (ii) a la fecha de la presente, la Emisora no ha limitado o modificado en forma alguna los Estatutos Sociales, ni revocado, limitado o modificado los poderes que se describen en las escrituras públicas a que se refiere el Anexo 1; (iii) las declaraciones y cualesquiera otra cuestión de hecho contenidas en el Certificado Global de las Acciones Serie A son verdaderas y exactas; (iv) todas las cuestiones de hecho descritas en el Acta de Asamblea son verdaderas y exactas; (v) los nombramientos de los miembros propietarios del consejo de administración de la Emisora se encuentran vigentes y no serán revocados previo a la firma del Certificado Global de las Acciones Serie A; y (vi) las declaraciones y cualquier otra cuestión de hecho contenida en el Certificado Global de las Acciones Serie A es verdadera y exacta en todos sus aspectos de importancia.

Sujeto a las asunciones, calificaciones y limitaciones que aquí se describen, con base exclusivamente en nuestra revisión de los documentos que se citan en los párrafos que anteceden, somos de la opinión que:

1. Con base en nuestra revisión del Acta Constitutiva, la Emisora se constituyó legalmente como una sociedad anónima y es existente conforme a la Ley General de Sociedades Mercantiles.

2. Con base en nuestra revisión de los Estatutos Sociales, (i) la Emisora adoptó la modalidad de sociedad anónima bursátil de capital variable y (ii) sus Estatutos Sociales se apegan a lo dispuesto a las disposiciones legales aplicables.

3. Con base a nuestra revisión de los Estatutos Sociales de la Emisora, Miguel Matías Galuccio y Kenneth Ryan, en su carácter de miembros del consejo de administración de la Emisora, cuentan con las facultades y capacidad suficientes para suscribir el Certificado Global de las Acciones Serie A.

4. Una vez que el proyecto de Certificado Global de las Acciones Serie A, sea debidamente suscrito por Miguel Matías Galuccio y Kenneth Ryan, en su carácter de miembros del consejo de administración de la Emisora, habrá sido válidamente emitido y los valores que representa serán exigibles en contra de la Emisora.

5. Los acuerdos tomados que se hacen constar en el Acta de Asamblea son válidos y exigibles, en sus términos.

Las opiniones descritas anteriormente se encuentran sujetas a los siguientes comentarios y calificaciones:

I. Se basan en documentación proporcionada por la Emisora, y que se encuentra en nuestro poder y en las circunstancias existentes a la fecha de las que nosotros tenemos conocimiento; y no implica en forma alguna el haber realizado investigación o examen particular alguno sobre el estado actual o potencial en los que esté involucrada la Emisora.

II. Existe la posibilidad que las autoridades administrativas o judiciales interpreten de manera distinta o lleguen a conclusiones diversas a las expresadas en este documento sobre el contenido y alcance de los Documentos de la Opinión.

III. De conformidad con la legislación mexicana, el cumplimiento de contratos y obligaciones podrá estar limitado por concurso mercantil, quiebra, suspensión de pagos, insolvencia, disolución, liquidación, o por disposiciones de carácter fiscal o laboral, y demás disposiciones y procedimientos aplicables en materia de concurso mercantil o fraude de acreedores, así como por disposiciones de orden público.

IV. En el caso de cualquier procedimiento de concurso mercantil iniciado en los Estados Unidos Mexicanos de conformidad con la legislación aplicable, las demandas laborales, demandas de autoridades fiscales para el pago de impuestos no pagados, demandas de acreedores preferentes hasta el monto de su respectiva garantía, costos de litigios, honorarios y gastos del conciliador, síndico y visitador, cuotas de seguridad social, cuotas del Instituto para el Fondo Nacional de la Vivienda de los Trabajadores, y cuotas del Sistema de Ahorro para el Retiro tendrán prioridad y prelación sobre las reclamaciones de cualquier acreedor.

V. Las disposiciones de los Documentos de la Opinión que otorgan facultades discrecionales a cualquier parte de los mismos, no pueden ser ejercidas de una manera inconsistente con los hechos relevantes ni sobreseer cualquier requisito de una autoridad competente para presentar evidencia satisfactoria o para soportar el ejercicio de dichas facultades. Asimismo, las partes tendrán el derecho de oponerse a cualquier determinación, notificación o certificación unilateral que pretenda ser definitiva y obligatoria.

VI. Cualquier disposición en cualquier Documento de la Opinión que establezca que la invalidez o ilegalidad de cualquier parte del mismo no invalidará el resto de las obligaciones de dicho Documento de la Opinión, podría ser inválida en México en la medida en que la disposición respectiva constituya un elemento esencial de dicho Documento de la Opinión.

VII. No emitimos opinión alguna con respecto a cualquier disposición de los Documentos de la Opinión en donde se renuncie a derechos procesales.

VIII. Las obligaciones de las personas morales contenidas en los Documentos de la Opinión que pretendan obligar a los accionistas o socios de dichas personas morales respecto de asuntos reservados por ley a resoluciones de los mismos, o que pretendan obligar a dichos accionistas a votar o abstenerse de votar sus respectivas acciones en el capital social de dichas personas morales, podrían no ser exigibles vía cumplimiento forzoso conforme a la legislación aplicable de México.

IX. No emitimos opinión respecto de cualquier disposición contenida en los Documentos de la Opinión que pudiera agravar la posición de cualquiera de las partes a los mismos una vez que se hubiere presentado una demanda o solicitud de concurso mercantil o una vez que se declare el concurso mercantil.

X. La presente es sólo una opinión que se otorga con base en la legislación aplicable a la fecha de la misma, y nos deslindamos expresamente de cualquier obligación o responsabilidad de actualizar o modificar esta opinión o de informarles de cualquier cambio de ley o circunstancia, incluyendo sin limitación alguna, reformas de ley o hechos aplicables al Emisor que ocurran en cualquier momento después de la fecha de la presente opinión.

XI. No aceptamos responsabilidades genéricas sobre las materias distintas a las que se hace referencia en la presente opinión.

La presente opinión se emite única y exclusivamente con base en las leyes de los Estados Unidos Mexicanos en vigor en la fecha de la misma.

Esta opinión se emite a esa H. Comisión exclusivamente para los efectos previstos en el artículo 85, fracción IV y 87, fracción II, de la Ley del Mercado de Valores.

Esta opinión se emite únicamente con base en hechos a la fecha de la misma, y en este acto nos deslindamos de cualquier obligación o responsabilidad de actualizar o modificar la opinión o de informarles de cualquier cambio de hechos o circunstancias, incluyendo sin limitación alguna, reformas de ley o hechos aplicables al Emisor, que tengan verificativo en cualquier tiempo posterior a la fecha de la presente opinión.

Atentamente,

Creel, García-Cuéllar, Aiza y Enríquez, S.C.

Carlos Zamarrón Ontiveros
Socio Responsable

Anexo 1

Escrituras de la Emisora.

I. Acta constitutiva; poderes. Copia certificada de la escritura pública 79,311, de fecha 22 de marzo de 2017, otorgada ante la fe del licenciado Roberto Núñez y Bandera, titular de la Notaría Pública número 1 de la Ciudad de México, cuyo primer testimonio quedó inscrito en el Registro Público de la Propiedad y de Comercio de la Ciudad de México bajo el folio mercantil número N-2017024493 de fecha 24 de marzo de 2017.

II. Estatutos Sociales; poderes: Copia certificada de la escritura pública 80,566, de fecha 28 de julio de 2017, otorgada ante la fe del licenciado Roberto Núñez y Bandera, titular de la Notaría Pública número 1 de la Ciudad de México, cuyo primer testimonio quedó inscrito ante el Registro Público de la Propiedad y de Comercio bajo el folio mercantil electrónico N-2017024493, de fecha 1 de agosto de 2017.

Anexo 2
Certificado Global de las Acciones Serie A

[*Se adjunta por separado*]

Anexo 5 - Título que ampara la emisión

Certificado Provisional No. 1

Ampara 137,885,982 de acciones ordinarias, nominativas, de libre suscripción, de la Serie "A", sin expresión de valor nominal, representativas de la parte variable del capital social de la Sociedad.

VISTA OIL & GAS, S.A.B. DE C.V.

S.D. INDEVAL INSTITUCIÓN PARA EL DEPÓSITO DE VALORES, S.A. DE C.V.
CUSTODIA Y ADMINISTRACIÓN DE VALORES
24 JUL 2019
RECIBIDO

Domicilio: Ciudad de México, Estados Unidos Mexicanos ("México")
Duración: Indefinida

El presente Certificado Provisional ampara 137,885,982 de acciones ordinarias, nominativas, sin expresión de valor nominal, de la Serie "A", representativas de la parte variable del capital social de Vista Oil & Gas, S.A.B. de C.V. (la "Sociedad"), en términos de: (i) las Resoluciones Unánimes de Accionistas de fecha 28 de julio de 2017; (ii) la Asamblea General Ordinaria de Accionistas de fecha 18 de diciembre de 2017; (iii) la la Asamblea General Ordinaria de Accionistas de fecha 22 de marzo de 2018; (iv) Asamblea General Ordinaria de Accionistas de fecha 25 de abril de 2018 y (v) la Asamblea General Extraordinaria de Accionistas de fecha 18 de julio de 2019. Respecto del número total de acciones que ampara el presente Certificado Provisional, aquellas que a esta fecha no se encuentren en circulación se conservarán en la tesorería de la Sociedad para su posterior colocación, de tal manera que aquellas acciones que sean íntegramente suscritas y pagadas se considerarán liberadas, conforme a los términos establecidos por los accionistas de la Sociedad al momento de aprobar su emisión.

La Sociedad determina que el presente Certificado Provisional no lleve cupones adheridos, haciendo las veces de estos las constancias que S.D. Indeval Institución para el Depósito de Valores, S.A. de C.V. ("Indeval"), expida para tal efecto. El presente Certificado Provisional se emite para su depósito en administración en Indeval, en términos y para los efectos del artículo 282 de la Ley del Mercado de Valores.

El capital social de la Sociedad es variable. La parte mínima fija del capital social asciende a la cantidad de $3,000.00 M.N., y estará representado por 2 acciones ordinarias, nominativas, de la Serie "C", sin expresión de valor nominal, íntegramente suscritas y pagadas. El monto de la parte variable del capital social será ilimitado, y estará representado por acciones Serie "A", las cuales tendrán las características que determine la Asamblea General de Accionistas que acuerde su emisión, pero que en todo caso serán ordinarias, nominativas y sin expresión de valor nominal. De conformidad con lo dispuesto en el artículo 50 de la Ley del Mercado de Valores, los accionistas titulares de acciones que correspondan a la parte variable del capital social de la Sociedad no tendrán el derecho de retiro a que se refiere el artículo 220 de la Ley General de Sociedades Mercantiles.

La Sociedad se constituyó mediante la escritura pública número 79,311 de fecha 22 de marzo de 2017, otorgada ante la fe del licenciado Roberto Núñez y Bandera, titular de la Notaría Pública número 1 de la Ciudad de México, cuyo primer testimonio quedó inscrito en el Registro Público de la Propiedad y de Comercio de la Ciudad de México, bajo el folio mercantil electrónico número N-2017024493, el día 24 de marzo de 2017.

La última reforma a los estatutos sociales de la Sociedad quedó protocolizada mediante la escritura pública número 80,566, de fecha 28 de julio de 2017, otorgada ante la fe del licenciado Carlos Alberto Sotelo Regil Hernández, titular de la Notaría Pública número 165 de la Ciudad de México, actuando como suplente del protocolo del licenciado Roberto Núñez y Bandera, titular de la Notaría Pública número 1 de la misma ciudad, cuyo primer testimonio fue inscrito en el Registro Público de la Propiedad y del Comercio de la Ciudad de México con fecha 1 de agosto de 2017, bajo el folio mercantil electrónico N-2017024493.

La Sociedad es de nacionalidad mexicana de conformidad con lo establecido en el Artículo Quinto de los estatutos sociales de la Sociedad, mismo que a continuación se transcribe:

"ARTÍCULO QUINTO. La Sociedad se constituye de conformidad con las leyes de México. Todo extranjero que, en el acto de constitución o en cualquier tiempo ulterior, adquiera un interés o participación en la Sociedad, se obliga formalmente ante la Secretaría de Relaciones Exteriores a considerarse como ciudadano mexicano con respecto a sus intereses o participaciones en la Sociedad, así como respecto a la propiedad, derechos, concesiones, participaciones o intereses de la Sociedad, y los derechos y obligaciones que deriven de los acuerdos pactados por la Sociedad, y conviene en no invocar la protección de su gobierno con respecto a dicho interés, bajo la pena, en caso de faltar a su convenio, de renunciar o perder dicho interés en beneficio de México."

Ciudad de México, México, a 24 de julio de 2019

[*ESPACIO DEJADO EN BLANCO INTENCIONALMENTE – SIGUE HOJA DE FIRMAS*]

VISTA OIL & GAS, S.A.B. DE C.V.

Por: _____

Por: Miguel Matías Galuccio

Cargo: Presidente del Consejo de Administración

Por: _____

Por: Kenneth Ryan

Cargo: Miembro del Consejo de Administración

PRINCIPALES DERECHOS CONCEDIDOS Y OBLIGACIONES IMPUESTAS A LOS ACCIONISTAS DE VISTA OIL & GAS, S.A.B. DE C.V.

"CAPÍTULO II. CAPITAL SOCIAL Y ACCIONES. ARTÍCULO SEXTO. El capital social de la Sociedad es variable. El capital mínimo fijo sin derecho a retiro de la Sociedad es la cantidad de $5,000.00, representado por 2 acciones Serie "C" ordinarias, nominativas, sin expresión de valor nominal. La parte variable del capital social es ilimitado y estará representado por: (a) Acciones Serie "A", las cuales serán ordinarias, nominativas, sin expresión de valor nominal, y conferirán iguales derechos económicos y corporativos, así como iguales obligaciones a sus titulares. Las Acciones Serie "A" podrán ser suscritas y pagadas tanto por personas físicas y morales mexicanas como por personas físicas y morales extranjeras, así como cualesquiera otras entidades extranjeras, tengan o no personalidad jurídica. (b) Acciones Serie "B", las cuales serán ordinarias, nominativas, sin expresión de valor nominal, y conferirán iguales derechos económicos y corporativos, así como iguales obligaciones a sus titulares. Las Acciones Serie "B" podrán ser suscritas y pagadas por los Socios Estratégicos (según dicho término se define en Artículo Décimo siguiente), y los consejeros independientes de la Sociedad, y serán susceptibles de ser convertidas en Acciones Serie "A" según lo determine la Asamblea General Ordinaria de Accionistas. La Asamblea General Ordinaria de Accionistas podrá aprobar la emisión de: (i) otros tipos de acciones, incluyendo aquellas que confieran derechos especiales o limitados a sus tenedores o que les impongan obligaciones adicionales; y/o (ii) valores respecto de dichas acciones. La totalidad de acciones en las que se divide el capital social será de libre suscripción. Cada serie de acciones, otorga los mismos derechos y obligaciones, incluyendo los derechos patrimoniales, por lo que todos los accionistas participarán de la misma manera, sin distinción alguna, en cualquier dividendo, reembolso, amortización o distribución de cualquier naturaleza en los términos de los Estatutos Sociales de la Sociedad. No obstante lo anterior y previa autorización de la Comisión Nacional Bancaria y de Valores, la Sociedad podrá emitir acciones sin derecho de voto, con limitantes a derechos corporativos o con voto restringido, siempre y cuando dichas acciones no excedan del 25% del capital social que la Comisión Nacional Bancaria y de Valores considere como colocado entre el gran público inversionista, en la fecha de la oferta pública correspondiente, de conformidad con lo dispuesto por el artículo 54 de la Ley del Mercado de Valores o cualquier otra disposición que la sustituya de tiempo en tiempo, y demás disposiciones legales aplicables. Las acciones sin derecho a voto no contarán en la determinación del quórum necesario para la instalación de la Asamblea General de Accionistas. Las acciones de voto limitado o voto restringido computarán únicamente para determinar el quórum necesario para la instalación de asambleas a las que deban ser convocados para ejercer su derecho a voto o las asambleas especiales. Las resoluciones adoptadas en cualquier Asamblea General de Accionistas en la que se apruebe la emisión de acciones sin derecho de voto o con voto limitado o voto restringido, deberá establecer los derechos, limitaciones, restricciones y demás características que le correspondan a las mismas. ARTÍCULO SÉPTIMO. La Sociedad podrá emitir acciones no suscritas, las cuales se conservarán en la tesorería de la Sociedad para ser entregadas en la medida que se realice su suscripción y pago, incluyendo cuando sea resultado de la conversión de valores convertibles en acciones o la conversión de una serie de acciones por otra serie en específico previo acuerdo de la Asamblea General de Accionistas. Asimismo, la Sociedad podrá emitir acciones no suscritas para su colocación entre el público inversionista, conforme a los términos y siempre que se cumplan las condiciones previstas al efecto por el artículo 53 de la Ley del Mercado de Valores, incluyendo la obtención de la autorización de oferta pública de la Comisión Nacional Bancaria y de Valores. El derecho de suscripción preferente a que se refiere el artículo 132 de la Ley General de Sociedades Mercantiles no será aplicable tratándose de aumentos de capital realizados: (i) al amparo del citado artículo 53 de la Ley del Mercado de Valores o de cualquier disposición que la sustituya; (ii) con motivo de la emisión de valores convertibles en acciones de la Sociedad; (iii) con motivo de la y de Valores. El derecho de suscripción preferente a que se refiere el artículo 132 de la Ley General de Sociedades Mercantiles no será aplicable tratándose de aumentos de capital realizados: (i) al amparo del citado artículo 53 de la Ley del Mercado de Valores o de cualquier disposición que la sustituya; (ii) con motivo de la emisión de valores convertibles en acciones de la Sociedad; (iii) con motivo de la conversión de una serie de acciones por otra serie en específico previo acuerdo de la Asamblea General de Accionistas; (iv) como resultado de una fusión de la Sociedad, ya sea como sociedad fusionante o sociedad fusionada; o (v) como consecuencia de la colocación de acciones recompradas en términos de las disposiciones aplicables. ARTÍCULO OCTAVO. La Sociedad podrá adquirir acciones representativas de su capital social o títulos de crédito u otros instrumentos que representen dichas acciones, sin que sea aplicable la prohibición a que se refiere el primer párrafo del artículo 134 de la Ley General de Sociedades Mercantiles, siempre que: (i) la adquisición de acciones propias se efectúe en alguna bolsa de valores nacional; (ii) la adquisición y, en su caso, la enajenación en bolsa, se realice a precio de mercado, de su capital social o títulos de crédito u otros instrumentos que representen dichas acciones, sin que sea aplicable la prohibición a que se refiere el primer párrafo del artículo 134 de la Ley General de Sociedades Mercantiles, siempre que: (i) la adquisición de acciones propias se efectúe en alguna bolsa de valores nacional; (ii) la adquisición y, en su caso, la enajenación en bolsa, se realice a precio de mercado, salvo que se trate de ofertas públicas autorizadas por la Comisión Nacional Bancaria y de Valores; (iii) la adquisición de acciones propias se realice con cargo al capital contable, en cuyo supuesto las acciones adquiridas podrán mantenerse por la Sociedad sin necesidad de una reducción de capital social, o bien, con cargo al capital social, en cuyo caso se convertirán en acciones no suscritas que la Sociedad conservará en tesorería, sin necesidad de acuerdo de la Asamblea General de Accionistas. En todo caso, deberá anunciarse el importe del capital suscrito y pagado cuando se dé publicidad al capital autorizado representado por las acciones emitidas y no suscritas; (iv) la Asamblea General Ordinaria de Accionistas acuerde expresamente, para cada ejercicio social, el monto máximo de recursos que podrán destinarse a la compra de acciones propias o títulos de crédito u otros instrumentos que las representen, con la única limitante que los recursos totales destinados a este fin no podrán exceder de la sumatoria del saldo total de las utilidades netas de la Sociedad, incluyendo las retenidas de ejercicios anteriores; (v) la Sociedad se encuentre al corriente en el pago de las obligaciones derivadas de instrumentos de deuda inscritos en el Registro Nacional de Valores, y (vi) la adquisición y enajenación de las acciones de la Sociedad o de los títulos de crédito que las representen, en ningún caso podrán dar lugar a que se excedan los porcentajes referidos en el artículo 54 de la Ley del Mercado de Valores ni a que se incumplan los requisitos de mantenimiento del listado de la bolsa de valores en que los mismos coticen. El Consejo de Administración estará facultado para designar a las personas responsables de la adquisición y colocación de acciones propias. En tanto las acciones o los títulos de crédito que las representen pertenezcan a la Sociedad, éstas no podrán ser representadas ni votadas en Asambleas de Accionistas, ni ejercerse derechos sociales o económicos de tipo alguno respecto de las mismas. La adquisición y enajenación de acciones previstas en el Artículo Octavo de los Estatutos Sociales, los informes que sobre dichas operaciones deban presentarse a la Asamblea General Ordinaria de Accionistas, las normas de revelación de la información financiera, así como la forma y términos en que estas operaciones sean dadas a conocer a la Comisión Nacional Bancaria y de Valores, a la bolsa de valores correspondiente y al público inversionista, estarán sujetos a los términos de la Ley del Mercado de Valores y a las disposiciones de carácter general que expida la propia Comisión Nacional Bancaria y de Valores. ARTÍCULO NOVENO. En caso de que se presente una situación que pudiere implicar un cambio de Control (según se define más adelante) se deberá contemplar las siguientes disposiciones: Para los fines del Artículo Noveno de los Estatutos Sociales, los términos que a continuación se indican tendrán el significado siguiente: "Acciones" significan cualesquiera y todas las acciones representativas del capital social de la Sociedad, cualquiera que sea su Clase, Serie o denominación, o cualquier título, valor, derecho (desprendible o no, representado o no por cualquier instrumento, o resultante de disposiciones convencionales o contractuales y no de cualquier instrumento), o instrumento emitido o creado con base en, referencia a, o cuyo valor subyacente sean dichas acciones, incluyendo certificados de participación ordinarios, certificados de depósito o títulos de crédito respecto de las mismas, independientemente de la legislación que los rija o del mercado en el que estén colocados o se hubieren celebrado u otorgado, o que confiera algún derecho sobre dichas acciones o sea convertible en, o canjeable por, dichas acciones, incluyendo instrumentos y operaciones financieras derivadas, opciones, títulos opcionales y obligaciones convertibles o cualquier derecho o instrumento similar o equivalente, o cualquier derecho integral o parcial respecto de, o relacionado con, acciones representativas del capital social de la Sociedad. "Acuerdo de Voto" tiene el significado previsto en el Artículo Noveno de los Estatutos Sociales. "Afiliada" significa (i) con respecto a Personas que no son personas físicas, todas las Personas que directa o indirectamente a través de uno o más intermediarios, Controlen, sean Controlados o se encuentren bajo el Control común de la primera Persona, y (ii) con respecto a personas físicas, significa Sociedad. "Acuerdo de Voto" tiene el significado previsto en el Artículo Noveno de los Estatutos Sociales. "Afiliada" significa (i) con respecto a Personas que no son personas físicas, todas las Personas que directa o indirectamente a través de uno o más intermediarios, Controlen, sean Controlados o se encuentren bajo el Control común de la primera Persona, y (ii) con respecto a personas físicas, significa cualquier cónyuge pasado, presente o futuro y cualesquier ascendientes o descendientes directos o indirectos, incluyendo padres, abuelos, hijos, nietos y hermanos, así como cualquier fideicomiso o convenio equivalente celebrado con el propósito de beneficiar a cualquiera de dichas personas físicas. "Competidor" significa cualquier Persona dedicada, directa o indirectamente, por cualquier medio o a través de cualquier Persona, vehículo o contrato, de manera preponderante al negocio de la Sociedad, en el entendido de que el Consejo de Administración de la Sociedad podrá, caso por caso, acordar excepciones al concepto de Competidor, mediante resoluciones tomadas en términos de los Estatutos Sociales de la Sociedad. "Consorcio" significa el conjunto de Personas Morales, independientemente de la jurisdicción conforme a la cual estén constituidas o existan, vinculadas entre sí por una o más Personas físicas que, integrando o no un Grupo de Personas, tengan el Control de las primeras. "Control", "Controlar" o "Controlada" (incluyendo los términos "Controlando" "Controlado" y "bajo el Control común") significa respecto de cualquier Persona, a través de una Persona o Grupo de Personas, de cualquier naturaleza, como quiera que se denominen (incluyendo a un Consorcio o Grupo Empresarial) e independientemente de la jurisdicción conforme a la cual estén constituidas o existan, (i) la facultad de imponer, directa o indirectamente, por cualquier medio, resoluciones o decisiones, o de vetar o impedir que se tomen dichas resoluciones o decisiones, en cualquier sentido, en las Asambleas Generales de Accionistas o de Socios, u órganos equivalentes, o nombrar o destituir a la mayoría de los consejeros, administradores, gerentes o sus equivalentes, de dicha Persona; (ii) mantener la titularidad de cualquier clase de Acciones o derechos relacionados con las mismas que permitan, directa o indirectamente, ejercer el voto respecto de más del 50% de las Acciones, de cualquier naturaleza, con derecho a voto de dicha Persona, y/o (iii) la facultad de dirigir, determinar, influir, vetar o impedir, directa o indirectamente, las políticas y/o decisiones del Consejo de Administración o de la administración, la estrategia, las actividades, las operaciones o las principales políticas de dicha Persona, ya sea a través de la propiedad de valores, por contrato o convenio, escrito o verbal, o por cualquier otro medio, independientemente de que dicho control sea aparente o implícito. "Grupo de Personas" significan las Personas, incluyendo Consorcios o Grupos Empresariales, que tengan acuerdos, de cualquier naturaleza, verbales o escritos, aparentes o implícitos, directos o indirectos (a cualquier nivel), para tomar decisiones en un mismo sentido o actuar de manera conjunta. Se presume, salvo prueba en contrario, que constituyen un "Grupo de Personas": (i) las personas que tengan parentesco por consanguinidad, afinidad o civil hasta el cuarto grado, los cónyuges, la concubina y el concubinario; y (ii) las Personas Morales, independientemente de la jurisdicción conforme a la cual estén constituidas, que formen parte de un mismo Consorcio o Grupo Empresarial y la persona o conjunto de personas que tengan el control de dichas Personas de Personas": (i) las personas que tengan parentesco por consanguinidad, afinidad o civil hasta el cuarto grado, los cónyuges, la concubina y el concubinario; y (ii) las Personas Morales, independientemente de la jurisdicción conforme a la cual estén constituidas, que formen parte de un mismo Consorcio o Grupo Empresarial y la persona o conjunto de personas que tengan el control de dichas Personas de Personas". "Grupo Empresarial" significa el conjunto de Personas Morales, independientemente de la jurisdicción conforme a la cual estén constituidas o existan, organizadas conforme a esquemas de participación directa o indirecta en el capital social, vinculadas por contrato, o de cualquier otra forma, en las que una misma Persona Moral, de cualquier tipo, mantenga el Control de dichas Personas Morales. "Grupo Empresarial" significa el conjunto de Personas Morales, independientemente de la jurisdicción conforme a la cual estén constituidas o existan, organizadas conforme a esquemas de participación directa o indirecta en el capital social, vinculadas por contrato, o de cualquier otra forma, en las que una misma Persona Moral, de cualquier tipo, mantenga el Control de dichas Personas Morales. "Influencia Significativa" significa la titularidad de derechos, de cualquier clase e independientemente de su denominación, que permitan, directa o indirectamente, por cualquier medio, incluyendo a través de un Consorcio, Grupo de Personas o Grupo Empresarial, ejercer el derecho de voto respecto de cuando menos el 20% del capital social de una Persona Moral. "Participación del 20%" significa la "Influencia Significativa" significa la titularidad de derechos, de cualquier clase e independientemente de su denominación, que permitan, directa o indirectamente, por cualquier medio, incluyendo a través de un Consorcio, Grupo de Personas o Grupo Empresarial, ejercer el derecho de voto respecto de cuando menos el 20% del capital social de una Persona Moral. "Participación del 30%" significa la propiedad o tenencia, individual o conjunta, propiedad o tenencia, individual o conjunta, directa o indirectamente, a través de cualquier Persona de cuando menos el 20% del capital social o equivalente de una Persona Moral o de cualquier derecho que otorgue, a dicha Persona o Personas, la facultad de votar sobre el 20% o más del capital social de una Persona Moral. "Participación del 30%" significa la propiedad o tenencia, individual o conjunta, directa o indirectamente, a través de cualquier Persona de cuando menos el 20% del capital social o equivalente de una Persona Moral o de cualquier derecho que otorgue, a dicha Persona o Personas, la facultad de votar sobre el 20% o más del capital social de una Persona Moral. "Persona" significa cualquier persona física, Persona Moral o cualquiera de las Subsidiarias o Afiliadas de directa o indirectamente, a través de cualquier Persona, de 30% o más del capital social o equivalente de una Persona Moral o de cualquier derecho que otorgue, a dicha Persona o Personas, la facultad de votar o ejercer derechos similares respecto del 30% o más del capital social de una Persona Moral. "Persona" significa cualquier persona física, Persona Moral o cualquiera de las Subsidiarias o Afiliadas de las mismas, de cualquier naturaleza, como quiera que se denominen, tenga o no existencia jurídica, y conforme a la legislación de cualquier jurisdicción, o cualquier Consorcio, Grupo de Personas o Grupo Empresarial que actúen o pretendan actuar de una manera conjunta, concertada o coordinada para efectos del Artículo Noveno de los Estatutos Sociales. "Persona Moral" significa cualquier persona moral, sociedad, sociedad de responsabilidad limitada, compañía, asociación, co-inversión, asociación en participación, fideicomiso, organización no constituida o sin personalidad jurídica propia o autoridad gubernamental o cualquier otra forma de asociación económica o mercantil constituida conforme a la legislación de cualquier jurisdicción. "Personas Relacionadas" significan las Personas que, respecto de la Sociedad, se ubiquen en alguno de los supuestos siguientes: (i) las Personas que tengan el Control o tengan Influencia Significativa en cualquier Persona Moral que, en su caso, forme parte del Grupo Empresarial o Consorcio al que la Sociedad pertenezca, así como los consejeros, administradores o los directivos relevantes de las Personas integrantes de dicho Consorcio o Grupo Empresarial; (ii) las Personas que tengan Poder de Mando respecto de una Persona que forme parte del Consorcio o Grupo Empresarial al que, en su caso, pertenezca la Sociedad; (iii) el cónyuge, la concubina o el concubinario y las personas que tengan parentesco por consanguinidad, por afinidad o civil hasta el cuarto grado, con personas físicas que se ubiquen en alguno de los supuestos señalados en los incisos (i) y (ii) anteriores, así como los socios de, o copropietarios junto con, las personas físicas mencionadas en dichos incisos con los que mantengan relaciones de negocio; (iv) las Personas Morales que sean parte del Consorcio o Grupo Empresarial al que, en su caso, pertenezca la Sociedad; y (v) las Personas Morales sobre las cuales alguna de las personas a que se refieren los incisos (i) a (iii) anteriores, ejerzan Control o Influencia Significativa. "Poder de Mando" significa la capacidad de hecho de influir de manera decisiva en los acuerdos adoptados en las Asambleas de Accionistas o sesiones del Consejo de Administración o en la gestión, conducción y ejecución de los negocios de la Persona Moral o de las Personas Morales que, en su caso, formen parte del Grupo Empresarial o Consorcio al que dicha Persona Moral pertenezca o que ésta Controle o en las que tenga una Influencia Significativa. Se presume que tienen poder de mando en una Persona Moral, salvo prueba en contrario, las personas que se ubiquen en cualquiera de los supuestos siguientes: (a) los accionistas o socios que tengan el Control de una Persona Moral o de las Personas Morales que formen parte del Grupo Empresarial o Consorcio al que dicha Persona Moral pertenezca o que ésta Controle o en las que tenga una Influencia Significativa; (b) los individuos que tengan vínculos con una Personas Moral o con las Personas Morales o que formen parte del Grupo Empresarial o Consorcio al que dicha Persona Moral pertenezca o que ésta Controle o en las que tenga una Influencia Significativa; (c) las Personas que hayan transmitido el Control de la Persona Moral o de las Personas Morales que formen parte del Grupo Empresarial o Consorcio al que dicha Persona Moral pertenezca o que ésta Controle o en las que tenga una Influencia Significativa, bajo cualquier título y de manera gratuita o a un valor inferior al de mercado o contable, en favor de individuos con los que o semejante a los anteriores; (c) las Personas que hayan transmitido el Control de la Persona Moral o de las Personas Morales que formen parte del Grupo Empresarial o Consorcio al que dicha Persona Moral pertenezca o que ésta Controle o en las que tenga una Influencia Significativa, bajo cualquier título y de manera gratuita o a un valor inferior al de mercado o contable, en favor de individuos con los que o semejante a los anteriores; (d) las Personas que tengan vínculos con una Personas Moral o con las Personas Morales o que formen parte del Grupo Empresarial o Consorcio al que dicha Persona Moral pertenezca o que ésta Controle o en las que tenga una Influencia Significativa, en la toma de tengan parentesco por consanguinidad, afinidad o civil hasta el cuarto grado, el cónyuge, la concubina o el concubinario; y (d) quienes instruyan a consejeros o directivos relevantes de la Persona Moral o de las Personas Morales que formen parte del Grupo Empresarial o Consorcio al que dicha Persona Moral pertenezca o que ésta Controle o en las que tenga una Influencia Significativa, en la toma de decisiones o en la ejecución de operaciones en una Persona Moral que forme parte del Grupo Empresarial o Consorcio al que dicha Persona Moral pertenezca o que ésta Controle o en las que tenga una Influencia Significativa. "Socio Estratégico" tendrá el significado que se le atribuye en el Artículo Décimo de los Estatutos Sociales de la Sociedad. "Subsidiaria" significa con respecto a cualquier Persona, cualquier sociedad u otra organización respecto de la cual una Persona sea propietaria de la mayoría de las acciones representativas de su capital social o partes sociales o cualquier otro tipo de intereses con derecho a voto, o el Control de voto de dicha sociedad y/u organización, sea directa o indirectamente o respecto de la cual una Persona tenga el derecho de designar a la mayoría de los miembros de su consejo de administración (u órgano de administración equivalente) o a su administrador. Autorización de Adquisición de Valores por el Consejo de Administración. Toda adquisición directa o indirecta, de Acciones, o intento de adquisición de Acciones, de cualquier naturaleza y como quiera que se denomine, conforme a cualquier título o esquema legal, que se pretenda realizar, ya sea en una o varias operaciones o actos simultáneos o sucesivos de cualquier naturaleza jurídica, sin límite de tiempo entre sí, ya sea mediante una bolsa de valores o no, en México o en el extranjero, incluyendo operaciones estructuradas como fusiones, reorganizaciones corporativas, escisiones, consolidaciones, adjudicación o ejecución de garantías u otras operaciones o actos jurídicos similares (cualquiera de dichas operaciones, una "Adquisición"), por una o más Personas, Personas Relacionadas, Grupo de Personas, Grupo Empresarial o Consorcio, requerirá para su validez el acuerdo favorable, previo y por escrito, del Consejo de Administración, cada vez que el número de Acciones que se pretenda adquirir, cuando se sumen a las Acciones que integren su tenencia previa de Acciones en la Sociedad, en su caso, de como resultado que el adquirente sea titular de un porcentaje en el capital social equivalente o mayor a 10%. Una vez que se alcance dicho porcentaje, cualquier Adquisición posterior de Acciones por parte de cada una de dichas Personas, Personas Relacionadas, Grupo de Personas, Grupo Empresarial o Consorcio mediante la cual adquieran Acciones adicionales de la Sociedad que representen un 2% o más deberá notificarse al Consejo de Administración de la Sociedad en el domicilio corporativo de la Sociedad (a través del Presidente del Consejo con copia para el Secretario no miembro del Consejo de Administración de la Sociedad). Para evitar dudas, no se requiere ninguna autorización adicional para realizar dichas Adquisiciones o celebrar Acuerdos de Voto hasta que el porcentaje de participación en el capital sea igual o mayor a una Participación del 20%. También se requerirá el acuerdo previo favorable del Consejo de Administración, por escrito, para la celebración de convenios, orales o escritos, independientemente de su denominación o del título o clasificación que se les dé, como consecuencia de los cuales se formen o adopten mecanismos o acuerdos de asociación de voto, voto en bloque o de voto vinculado o en conjunto o ciertas Acciones se combinen o compartan de alguna otra manera, que impliquen un cambio en el Control de la Sociedad o una Participación del 20% en la Sociedad (cada uno, un "Acuerdo de Voto" y, en conjunto, los "Acuerdos de Voto"), excluyendo los Acuerdos de Voto temporales que se celebren en relación con una Asamblea General de Accionistas, con el propósito de designar consejeros de minoría. Para estos efectos, la Persona que individualmente, o conjuntamente con la o las Personas Relacionadas de que se trate o bien, el Grupo de Personas, Grupo Empresarial o Consorcio que pretenda realizar cualquier Adquisición o celebrar cualesquier Acuerdos de Voto, deberán cumplir con lo siguiente: 1. El o los interesados deberán presentar una solicitud de autorización por escrito a la consideración del Consejo de Administración. Dicha solicitud deberá ser dirigida y entregada, en forma indubitable, al Presidente del Consejo de Administración, con copia al Secretario no miembro del mismo, en el domicilio de la Sociedad. La solicitud mencionada deberá entregarse bajo protesta de decir verdad y deberá contener la siguiente información: (i) el número y clase o serie de Acciones de las que la o las Personas de que se trate y/o cualquier Persona Relacionada con la o las mismas o el Grupo de Personas, Grupo Empresarial o Consorcio (A) sea propietario o copropietario, ya sea directamente o a través de cualquier Persona o Persona Relacionada, y/o (B) respecto a las cuales haya celebrado un Acuerdo de Voto; (ii) el número y clase o serie de Acciones que pretenden adquirir, mediante la Adquisición, ya sea directa o indirectamente, por cualquier medio, o que sean materia de cualquier Acuerdo de Voto así como, en su caso, el precio mínimo pagadero por cada Acción respecto de la cual pretendan realizar la Adquisición; (iii) (A) el porcentaje que las Acciones a que se refiere el inciso (i) anterior representen del total de las Acciones emitidas por la Sociedad, y (B) el porcentaje que la suma de las Acciones a que se refieren los incisos (i) y (ii) anteriores representen del total de Acciones emitidas por la Sociedad, en el entendido, que para dicho propósito podrá basarse en el número total de acciones reportadas por la Sociedad a la bolsa de valores en la que se coticen sus acciones; (iv) la identidad y nacionalidad de la o las Personas, Grupo de Personas, Consorcio o Grupo Empresarial que pretenda realizar la Adquisición o celebrar el Acuerdo de Voto de que se trate; en el entendido que si cualquiera de ellas es una Persona Moral, deberá especificarse la identidad y nacionalidad de cada uno de los socios, accionistas, fundadores, beneficiarios o cualquier equivalente, que finalmente, directa o indirectamente, tengan el Control de dicha Persona Moral; (v) las razones y objetivos por los cuales pretenda realizar la Adquisición o celebrar el Acuerdo de Voto de que se trate, mencionando particularmente si tiene el propósito de adquirir, directa o indirectamente: (A) acciones adicionales a aquellas referidas en la solicitud de autorización; (B) una Participación del 20%; (C) el Control de la Sociedad; o (D) Influencia Significativa en la Sociedad, así como el rol que se pretende tener respecto de las políticas y administración de la Sociedad, y cualquier modificación que quisieren proponer respecto de las políticas y administración de la Sociedad; (vi) si tiene participación directa o indirecta (y el monto de dicha participación) en el capital social o en la administración u operación de un Competidor o cualquier Persona Relacionada con un Competidor, o si tiene cualquier relación económica o de negocios con un Competidor o con cualquier Persona Relacionada con un Competidor, o si cualquiera de sus Personas Relacionadas son Competidores; (vii) si tiene la facultad de adquirir las Acciones o celebrar el Acuerdo de Voto de que se trate, de conformidad con lo previsto en los Estatutos Sociales de la Sociedad y en la legislación aplicable; de ser el caso, si está en proceso de obtener cualquier consentimiento o autorización, de que persona, y los plazos y términos en los que espera obtenerlo; (viii) el origen de los recursos económicos que pretenda utilizar para pagar el precio de las Acciones objeto de la solicitud; en el supuesto que los recursos provengan de algún financiamiento, el solicitante deberá especificar la identidad y nacionalidad de la Persona que le provea de dichos recursos y si dicha Persona es un Competidor o una Persona Relacionada con un Competidor, y la documentación que evidencie el acuerdo de financiamiento respectivo y los términos y condiciones de dicho financiamiento. El Consejo de Administración puede solicitar a la Persona que envíe dicha solicitud, según lo considere necesario para garantizar el pago del respectivo precio de compra y antes de conceder cualquier autorización de conformidad con lo anterior, evidencia adicional respecto del acuerdo de financiamiento (incluyendo evidencia de que no existen condiciones en dicho acuerdo) o, la constitución o el otorgamiento de (A) fianza, (B) fideicomiso de garantía, (C) carta de crédito irrevocable, (D) depósito, o (E) cualquier otro tipo de garantía, por hasta una cantidad equivalente al 100% del precio de las Acciones que se pretenden adquirir o que sean materia de la operación o convenio de que se trate, designando a los accionistas, ya sea directamente o a través de la Sociedad, como beneficiarios, con objeto de asegurar el resarcimiento de los daños y perjuicios que pudiere sufrir la Sociedad o sus accionistas por la falsedad de la información presentada o como consecuencia de la solicitud o por cualquier acto u omisión del solicitante, directa o indirectamente, o como consecuencia de que la operación de que se trate no pueda completarse, por cualquier causa, relacionada o no con el financiamiento; (ix) la identidad y nacionalidad de la institución financiera que actuaría como intermediario, en el supuesto de que la Adquisición de que se trate se realice a través de oferta pública; (x) de ser el caso, por tratarse de una oferta pública de compra, copia del proyecto de folleto informativo o documento similar, que tenga la intención de utilizar para la adquisición de las Acciones o en relación con la operación o convenio de que se trate, completo a esa fecha, y una declaración respecto a si el mismo ha sido autorizado por, o presentado a autorización de, las autoridades competentes (incluyendo la Comisión Nacional Bancaria y de Valores); y (xi) un domicilio en la Ciudad de México, México, para recibir notificaciones y avisos en relación con la solicitud presentada. En los casos que el Consejo de Administración así lo determine, en virtud de la imposibilidad de conocer cierta información al recibir la solicitud respectiva, de que dicha información todavía no pueda ser divulgada o por otras razones, el Consejo de Administración podrá, a su entera discreción, exceptuar el cumplimiento de uno o más de los requisitos antes mencionados al solicitante. 1.Dentro de los 15 días hábiles siguientes a la fecha en que hubiera recibido la solicitud de autorización a que se refiere el párrafo 1 anterior, el Presidente o el Secretario no miembro estarán obligados a convocar a una Sesión del Consejo de Administración para considerar, discutir y resolver sobre la solicitud de autorización mencionada. Las convocatorias para las juntas del Consejo de Administración deberán ser formuladas por escrito y enviados de conformidad con las disposiciones de los Estatutos Sociales de la Sociedad. 2. El Consejo de Administración podrá solicitar a la Persona que pretenda realizar la Adquisición o celebrar el Acuerdo de Voto correspondiente, la documentación adicional y las aclaraciones que considere necesarias para analizar adecuadamente la solicitud, así como sostener cualesquiera reuniones, para resolver sobre la solicitud de autorización que le hubiere sido presentada; en el entendido que cualquier solicitud de esa naturaleza por parte del Consejo de Administración deberá realizarse durante los 20 días naturales siguientes a la recepción de la solicitud, y en el entendido que la solicitud no se considerará como final y completa, sino hasta que la Persona que pretenda realizar la Adquisición o celebrar el Acuerdo de Voto, presente toda la información adicional y haga todas las aclaraciones que el Consejo de Administración solicite. El Consejo de Administración estará obligado a resolver cualquier solicitud de autorización que se reciba en los términos de este Artículo de los Estatutos Sociales dentro del periodo de 90 días naturales que siguan al envío de la solicitud o a la fecha en que la solicitud sea finalizada de conformidad con lo establecido en el párrafo anterior. El Consejo de Administración debe emitir una resolución aprobando o rechazando la solicitud, en el entendido de que si el Consejo de Administración no resolviere dentro del plazo de 90 (noventa) días naturales citado, se considerará que la solicitud de autorización fue negada. En cualquier caso, el Consejo de Administración actuará conforme a los lineamientos establecidos en el segundo párrafo de las "Disposiciones Generales" que se insertan más adelante y deberá justificar su decisión por escrito. 1. Para considerar válidamente instalada una sesión del Consejo de Administración, en primera o ulterior convocatoria, para tratar cualquier asunto relacionado con cualquier solicitud de autorización o convenio a que se refiere el Artículo Noveno de los Estatutos Sociales, se requerirá la asistencia de cuando menos el 66% de sus miembros propietarios o de sus respectivos suplentes. Las resoluciones serán válidas cuando se tomen por el 66% de los integrantes del Consejo de Administración. 2. En el supuesto que el Consejo de Administración autorice la Adquisición de Acciones planteada o la celebración del Acuerdo de Voto propuesto, y dicha adquisición, operación o convenio implique o tenga como resultado (i) la adquisición de una Participación del 30% o mayor, pero sin que ello implique un cambio de Control, adicionalmente a cualquier requisito de autorización establecido en el Artículo Noveno de los Estatutos Sociales, la Persona o Grupo de Personas que pretendan realizar la Adquisición o celebrar el Acuerdo de Voto, deberán previo a la adquisición de las Acciones o celebración del Acuerdo de Voto respectivo objeto de la autorización, llevar a cabo una oferta de compra por el porcentaje del capital social de la Sociedad equivalente a la proporción de Acciones en circulación que se pretenda adquirir o por el 10%, lo que resulte mayor, bajo las condiciones que en su caso hubiese autorizado el Consejo de Administración, o (ii) un cambio de Control, adicionalmente a cualquier requisito de autorización establecido en el Artículo Noveno de los Estatutos Sociales, la Persona o Grupo de Personas que pretendan realizar la Adquisición o celebrar el Acuerdo de Voto, deberán previo a la adquisición de las Acciones o celebración del Acuerdo de Voto respectivo objeto de la autorización, llevar a cabo una oferta de compra por el 100% de las Acciones en circulación, bajo las condiciones que en su caso hubiese autorizado el Consejo de Administración. La oferta pública de compra a que se refiere el Artículo Noveno de los Estatutos Sociales deberá ser completada dentro de los 90 días siguientes a la fecha de la autorización del Consejo de Administración, en el entendido que dicho término puede extenderse por un periodo adicional de 60 días naturales en el supuesto que la obtención de las autorizaciones gubernamentales aplicables siga pendiente. El precio que se pague por cada una de las Acciones será el mismo, con independencia de la clase o de la serie de Acciones de que se trate. En caso que el Consejo de Administración recibiere, en o antes que hubiere concluido la Adquisición o la celebración del Acuerdo de Voto de que se trate, una oferta de un tercero, reflejada en una solicitud para realizar la Adquisición de al menos el mismo número de Acciones de que se trate, en mejores términos para los accionistas o tenedores de Acciones de la Sociedad (incluyendo lo relativo al tipo de contraprestación y al precio), el Consejo de Administración tendrá la capacidad de considerar y, en su caso, autorizar dicha segunda solicitud, manteniendo en suspenso la autorización previamente otorgada, y sometiendo a consideración del propio Consejo de Administración ambas solicitudes, a efecto de que el Consejo de Administración apruebe la solicitud que considere conveniente, en el entendido que cualquier aprobación será sin perjuicio de la obligación de llevar a cabo una oferta pública de compra en términos del Artículo Noveno de los Estatutos Sociales y de la legislación aplicable. 1. Aquellas adquisiciones de Acciones que no impliquen (A) la adquisición de una Participación del 20%, o (B) un cambio de Control, podrán ser inscritas en el Libro de Registro de Acciones de la Sociedad, una vez debidamente autorizadas por el Consejo de Administración y que las mismas se hubieren concluido. Aquellas Adquisiciones o Acuerdos de Voto que impliquen (A) la adquisición de una Participación del 20%, o (B) un cambio de Control, podrán ser inscritas en el Libro de Registro de Acciones de la Sociedad hasta el momento en que la oferta pública de compra a que se refiere este apartado hubiere concluido. En consecuencia, en este caso, no podrán ejercerse los derechos

resultantes de las Acciones, sino hasta el momento en que la oferta pública de compra de que se trate hubiere sido concluida. 2 El Consejo de Administración podrá negar su autorización para la Adquisición solicitada o para la celebración del Acuerdo de Voto propuesto, en cuyo caso señalará al solicitante por escrito, las bases y razones de la negativa de autorización. El solicitante tendrá el derecho de solicitar y sostener una reunión con el Consejo de Administración, o con un comité ad-hoc nombrado por el Consejo de Administración, para explicar, ampliar o aclarar los términos de su solicitud, así como de manifestar su posición mediante un documento por escrito que presente al Consejo de Administración. Disposiciones Generales. Para los efectos del Artículo Noveno de los Estatutos Sociales, se entenderá que son Acciones de una misma Persona, las Acciones respecto de las cuales (i) cualquier Persona Relacionada sea titular, o (ii) cualquier Persona Moral sea titular, cuando esa Persona Moral sea Controlada por la Persona mencionada. Asimismo, cuando más de una Personas, de manera conjunta, coordinada o concertada, pretendan adquirir Acciones, en un acto, serie o sucesión de actos, sin importar el acto jurídico que lo origine, se considerarán como una sola Persona para los efectos del Artículo Noveno de los Estatutos Sociales. El Consejo de Administración, considerando las definiciones contempladas en el presente Artículo, determinará si una o más Personas que pretendan adquirir Acciones o celebrar Acuerdos de Voto deben ser consideradas como una sola Persona para los efectos del presente Artículo. En dicha determinación, se podrá considerar cualquier información que de hecho o de derecho disponga el Consejo de Administración. En la evaluación que haga de las solicitudes de autorización a que se refiere de Artículo Noveno de los Estatutos Sociales, el Consejo de Administración deberá tomar en cuenta los siguientes factores y cualesquier otros que estime pertinentes, actuando de buena fe y en el mejor interés de la Sociedad y de sus accionistas y en cumplimiento de sus deberes de diligencia y lealtad de conformidad con la Ley del Mercado de Valores y los Estatutos Sociales de la Sociedad: (i) el precio ofrecido por el comprador potencial y el tipo de contraprestación planteada como parte de dicha oferta; (ii) cualesquier otros términos o condiciones relevantes incluidos en dicha oferta como la viabilidad de la oferta y el origen de los fondos a ser utilizados en la Adquisición; (iii) la credibilidad y la solvencia moral y reputación del comprador potencial; (iv) el efecto de la Adquisición propuesta o del Acuerdo de Voto en el negocio de la Sociedad, incluyendo su posición financiera y operativa así como sus prospectos de negocio, (v) potenciales conflictos de interés (incluyendo los derivados de que la Persona que realice la solicitud sea un Competidor o afiliada a un Competidor según se describe en párrafos anteriores) en los casos en los que la Adquisición o el Acuerdo de Voto no versen sobre el 100% de las Acciones, (vi) las razones planteadas por el comprador potencial para realizar la Adquisición o celebrar el Acuerdo de Voto, y (vii) la calidad, exactitud y veracidad de la información proporcionada en la solicitud del comprador potencial. Si se llegaren a realizar Adquisiciones de Acciones o celebrar Acuerdos de Voto restringidos, sin observar el requisito de obtener la autorización previa y por escrito favorable del Consejo de Administración, las Acciones materia de dichas Adquisiciones o de los Acuerdos de Voto no otorgarán derecho alguno para votar en ninguna Asamblea de Accionistas de la Sociedad, lo que será responsabilidad del adquirente, grupo de adquirentes o partes del contrato, convenio o acuerdo correspondiente. Las Acciones materia de dichas Adquisiciones o Acuerdos de Voto que no hayan sido aprobadas por el Consejo de Administración no serán inscritas en el Libro de Registro de Acciones de la Sociedad, y las inscripciones realizadas con anterioridad serán canceladas, y la Sociedad no reconocerá ni dará valor alguno a las constancias o listados a que se refiere el artículo 290 de la Ley del Mercado de Valores, o cualquier otra disposición que la sustituya de tiempo en tiempo, y demás disposiciones aplicables, por lo que no constituirán evidencia de la titularidad de las Acciones o acreditarán el derecho de asistencia a las Asambleas de Accionistas, ni legitimarán el ejercicio de acción alguna, incluyendo las de carácter procesal. Las autorizaciones otorgadas por el Consejo de Administración conforme a lo previsto en el Artículo Noveno de los Estatutos Sociales, dejarán de surtir efectos si la información y documentación con base en la cual esas autorizaciones fueron otorgadas no es o deja de ser veraz, completa y/o legal. En caso de contravenir lo dispuesto en el presente Artículo, el Consejo de Administración podrá acordar, entre otras, las siguientes medidas, (i) la reversión de las operaciones realizadas, con mutua restitución entre las partes, cuando esto fuera posible, o (ii) la enajenación de las Acciones objeto de la adquisición, a un tercero interesado aprobado por el Consejo de Administración al precio mínimo de referencia que determine el Consejo de Administración. Lo previsto en el Artículo Noveno de los Estatutos Sociales no será aplicable a (i) las Adquisiciones de Acciones que se realicen por vía sucesoria, ya sea por herencia o legado, o a afiliadas o vehículos totalmente controlados por la Persona que efectúe la enajenación, (ii) la Adquisición de Acciones, o la celebración de cualquier Acuerdo de Voto por parte de la Sociedad, o por parte de los fideicomisos constituidos por la propia Sociedad, (iii) la Adquisición de Acciones por parte de algún Socio Estratégico, o (iv) la afectación a un fideicomiso de control o entidad similar que realicen en cualquier momento en el futuro los accionistas existentes a la fecha de la oferta pública inicial de las Acciones de la Sociedad en México. Las disposiciones del Artículo Noveno de los Estatutos Sociales se aplicarán en adición a las leyes y disposiciones de carácter general en materia de adquisiciones de valores obligatorias en los mercados en que coticen las Acciones u otros valores que se hayan emitido en relación con éstas o derechos derivados de las mismas. En caso de que lo aquí establecido se contraponga, en todo o en parte, a dichas leyes o disposiciones de carácter general, se estará a lo dispuesto por la ley o las disposiciones de carácter general en materia de adquisiciones de valores obligatorias. El Artículo Noveno de los Estatutos Sociales se inscribirá en el Registro Público de Comercio del domicilio de la Sociedad y se deberá hacer referencia expresa a lo establecido en la misma en los títulos de las acciones representativas del capital de la Sociedad, a efecto de que surta efectos frente a cualquier tercero. Las disposiciones contenidas en el Artículo Noveno de los Estatutos Social sólo podrán eliminarse o modificarse, mediante la resolución favorable de por lo menos, el 95% de las Acciones en circulación en ese tiempo. ARTÍCULO DÉCIMO. Los Socios Estratégicos mantendrán el número de acciones representativas del capital social de la Sociedad, así como el número y porcentaje de éstas sobre el total de las acciones representativas del capital social de la Sociedad que se encuentren en circulación, en todo momento, de conformidad con lo establecido en el Convenio con Socios Estratégicos que celebre la Sociedad con dichos Socios Estratégicos. De conformidad con el artículo 367 de la Ley del Mercado de Valores, las enajenaciones o adquisiciones de las acciones representativas del capital social o los títulos de créditos que las representen y que realicen dichos Socios Estratégicos en virtud del Convenio entre Socios Estratégicos, no estarán sujetas a las restricciones establecidas en el artículo 366 de la Ley del Mercado de Valores ni requerirán que se realicen mediante oferta pública ni subastas autorizadas por la Comisión Nacional Bancaria y de Valores, siempre que la Sociedad comunique dicha circunstancia a la bolsa de valores en la que coticen las acciones representativas de su capital social, a través de los medios que está determine. El Convenio con Socios Estratégicos establecerá los términos y las condiciones mediante las cuales se realicen dichas adquisiciones o enajenaciones. Para los efectos previstos en el presente Artículo, los siguientes términos tendrán los significados que se indican a continuación: "Convenio con Socios Estratégicos" significa el convenio celebrado entre los Socios Estratégicos y la Sociedad de conformidad con el cual, entre otros asuntos, deberán acordar los términos bajo los cuales (i) los títulos opcionales ejercibles por Acciones Serie "A" serán adquiridos conforme a una colocación privada y la forma en la que los mismos serán ejercidos (incluyendo su ejercicio sin pago en efectivo) y otros acuerdos relacionados con la emisión de nuevos títulos opcionales en caso de terminación anticipada o cualquier modificación que no esté acordada por dichos Socios Estratégicos, así como disposiciones respecto de sus restricciones de venta (*lock-ups*), (ii) las Acciones Serie "B" adquiridas deberán convertirse en Acciones Serie "A" sobre una base de uno a uno (sujeto a los ajustes equitativos por el canje de acciones, dividendos por acción, reestructuras, recapitalizaciones, así como otras situaciones similares), así como cualquier renuncia o disposición de restricción de venta (*lock-ups*) respecto de las mismas, (iii) renuncias respecto a cualquier reclamación o derecho de cualquier naturaleza que pudiera existir contra los recursos depositados en una cuenta de custodia o cualquier objeción en contra de, o por cualquier otro medio permitido por la legislación aplicable. En los aumentos por capitalización de cuentas del capital contable, todas las acciones tendrán derecho a la parte proporcional que les corresponda del aumento, sin que sea necesario emitir nuevas acciones que lo representen. Los aumentos del capital social, excepto por los que se deriven de la adquisición por parte de la Sociedad de sus propios valores, se deberá inscribir en el Libro de Registro de Variaciones de Capital, que la Sociedad deberá abrir y mantener en términos de lo establecido en el artículo 219 de la Ley General de Sociedades Mercantiles, o cualquier otra disposición que la sustituya de tiempo en tiempo, y demás disposiciones aplicables, Salvo por los supuestos listados en el primer párrafo del Artículo Décimo Primero, los accionistas en proporción al número de acciones de las que sean titulares al momento de decretarse el aumento de que se trate, gozarán del derecho de preferencia para suscribir las nuevas acciones que se emitan o pongan en circulación para representar el aumento que corresponda. Lo anterior en el entendido, que dicho derecho de preferencia podrá ejercerse dentro de los 15 días naturales, siguientes a la fecha de publicación del aviso correspondiente en el sistema electrónico de la Secretaría de Economía. Una vez vencido el plazo a que hace referencia el párrafo inmediato anterior, y aún queden acciones pendientes de suscripción, éstas podrán ser ofrecidas para su respectiva suscripción y pago. (i) al precio y bajo los términos y condiciones en las que fueron ofrecidas a los accionistas, según lo determine el Consejo de Administración, o (ii) en cualesquiera otros términos que determine el Consejo de Administración, siempre que no sean más favorables que aquellos a los que fueron ofrecidas las acciones a los accionistas. Si de cualquier manera, las acciones no son suscritas, las mismas podrán ser conservadas por la Sociedad en su tesorería o en su defecto podrán ser canceladas, en ambos casos previa reducción del capital social según lo determine la Asamblea de Accionistas en la medida en que sea necesario. ARTÍCULO DÉCIMO SEGUNDO. El capital social de la Sociedad solo podrá ser disminuido, mediante acuerdo de la Asamblea Ordinaria o Extraordinaria de Accionistas, en los términos del presente Artículo, salvo por (i) la separación de accionistas a que hace referencia el artículo 206 de la Ley General de Sociedades Mercantiles o cualquier otra disposición que la sustituya de tiempo en tiempo, y demás disposiciones legales aplicables; y (ii) la adquisición de acciones propias por parte de la Sociedad de conformidad con los Estatutos Sociales de la Sociedad y la Ley del Mercado de Valores y demás disposiciones legales aplicables. En cualquier caso, la disminución del capital social de la Sociedad solamente podrá efectuarse mediante reembolso en efectivo a los accionistas, de conformidad con el artículo 9 de la Ley General de Sociedades Mercantiles, precisamente en los términos acordados por la Asamblea General de Accionistas. La disminución en la parte fija del capital social de la Sociedad, se realizará mediante acuerdo tomado en Asamblea Extraordinaria de Accionistas, llevando a cabo la reforma de estatutos correspondientes y protocolizando dicha acta ante notario público. Por otra parte la disminución de capital social en la parte variable se deberá decretar mediante acuerdo tomado en Asamblea Ordinaria de Accionistas, la cual deberá ser protocolizada ante fedatario público, sin necesidad de inscribir la escritura respectiva en el Registro Público de Comercio del domicilio social de la Sociedad; en el entendido de que cuando los accionistas ejerzan su derecho de separación o cuando se trate de las disminuciones que resulten de la adquisición de acciones propias por parte de la Sociedad, no se requerirá resolución de la Asamblea de Accionistas. La disminución del capital social podrá ser decretada para absorber pérdidas en caso de que cualquier accionista ejerza su derecho de separación en términos del artículo 206 de la Ley General de Sociedades Mercantiles, o cualquier otra disposición que la sustituya de tiempo en tiempo, y demás disposiciones aplicables, así como resultado de la recompra de acciones propias de la Sociedad, o en cualquier otro caso permitido conforme a la legislación aplicable. Las disminuciones del capital para absorber pérdidas se efectuarán proporcionalmente entre todas las acciones representativas del capital social, sin que sea necesario cancelar acciones, en virtud de que éstas no expresan valor nominal. Los accionistas que sean titulares de valores que correspondan a la parte variable del capital social, no podrán ejercer su derecho de retiro a que hace referencia el artículo 220 de la Ley General de Sociedades Mercantiles, o cualquier otra disposición que la sustituya de tiempo en tiempo, de conformidad con lo establecido en el artículo 50 de la Ley del Mercado de Valores o cualquier otra disposición que la sustituya de tiempo en tiempo, y demás disposiciones legales aplicables. Todas las disminuciones de capital deberán ser inscritas en el Libro de Registro de Variaciones de Capital a que hace referencia el artículo 219 de la Ley General de Sociedades Mercantiles, o cualquier otra disposición que la sustituya de tiempo en tiempo, y demás disposiciones aplicables, excepto por las disminuciones que se deriven de la adquisición de acciones por parte de la Sociedad. ARTÍCULO DÉCIMO TERCERO. La Sociedad podrá llevar a cabo la amortización de acciones con utilidades repartibles sin estar en la necesidad de tener que disminuir el capital social, siempre y cuando, además de cumplir con lo previsto en el artículo 136 de la Ley General de Sociedades Mercantiles o cualquier otra disposición que las sustituya de tiempo en tiempo, y demás disposiciones legales aplicables, cumpla con lo siguiente: (i) Si la amortización tiene como fin amortizar a todos los accionistas, dicha amortización se realizara de tal manera que una vez que se lleve a cabo la amortización de que se trate, los accionistas continúen con el mismo porcentaje de acciones, que tenían antes de que se realizará la amortización correspondiente. (ii) Si la amortización tiene como fin amortizar acciones que se encuentran cotizando en alguna bolsa de valores, dicha amortización se realizara a través de la adquisición de acciones propias en dicha bolsa en los términos y condiciones establecidos por la Asamblea de Accionistas correspondiente, la cual podrá delegar en el Consejo de Administración o en delegados especiales la facultad de determinar el sistema, precios, términos y demás condiciones para ello. Una vez que se hayan tomado los acuerdos correspondientes, se publicarán en el sistema electrónico que lleva la Secretaría de Economía. (iii) Las acciones amortizadas y los certificados o títulos que las amparen deberán ser cancelados, con la correspondiente disminución de capital de la Sociedad. ARTÍCULO DÉCIMO CUARTO. En caso de que la Sociedad decida cancelar la inscripción de sus acciones en el Registro Nacional de Valores, mediante acuerdo tomado en Asamblea Extraordinaria de Accionistas, con el voto favorable de por lo menos el 95% de los tenedores de acciones que representen el capital social de la Sociedad, o mediante resolución de la Comisión Nacional Bancaria y de Valores, la Sociedad deberá llevar a cabo, previo a dicha cancelación, una oferta pública de compra en un plazo máximo de 180 días naturales contados a partir de que surta efectos el requerimiento o a la autorización de la Comisión Nacional Bancaria y de Valores, según sea el caso, en los términos establecidos en el artículo 108 de la Ley del Mercado de Valores, o cualquier otra disposición que la sustituya de tiempo en tiempo, y demás disposiciones aplicables. Únicamente se extenderá dicha oferta a Personas que no pertenezcan al grupo de accionistas que ejerza Control sobre la Sociedad. Los accionistas que ejerzan control (según dicho término se define en la Ley del Mercado de Valores) serán subsidiariamente responsables con la Sociedad del cumplimiento de lo establecido en el presente Artículo, de tratarse de un requerimiento de cancelación de la Comisión Nacional Bancaria y de Valores. A fin de cumplir con lo dispuesto en el artículo 108 de la Ley del Mercado de Valores, y de conformidad con lo establecido en el artículo 101 de la Ley del Mercado de Valores, el Consejo de Administración de la Sociedad deberá elaborar, a más tardar al 10° (décimo) día hábil posterior al inicio de la oferta pública de compra, escuchando al Comité de Auditoría y Prácticas Societarias, y dará a conocer al público inversionista, su opinión respecto del precio de la oferta pública de compra y los conflictos de interés que, en su caso, tenga cada uno de los miembros del Consejo de Administración respecto de la oferta. Dicha opinión podrá estar acompañada de otra emitida por un experto independiente. Asimismo, los miembros del Consejo de Administración y el Director General de la Sociedad deberán revelar al público, junto con la citada opinión, la decisión que tomarán respecto de las acciones o valores referidos a acciones de su propiedad. ARTÍCULO DÉCIMO QUINTO. Los certificados provisionales y los títulos de acciones cumplirán con las disposiciones establecidas en el artículo 125 de la Ley General de Sociedades Mercantiles o cualquier otra disposición que la sustituya de tiempo en tiempo, y demás disposiciones aplicables, y deberán contener el texto íntegro de los Artículos Quinto y Noveno de los Estatutos Sociales de la Sociedad, y serán suscritos por 2 miembros propietarios del Consejo de Administración. Adicionalmente, los títulos que representen a las acciones podrán o no hacer diferencia entre las acciones que representan el capital mínimo fijo y las que representan las acciones de la parte variable del capital social de la Sociedad. Cuando se trate de títulos de acciones que se depositen en una institución para el depósito de valores la Sociedad podrá, previa aprobación de la institución para el depósito de valores, entregarle títulos múltiples o un solo título que amparen las acciones materia de la emisión y del depósito, debiendo la propia institución hacer los asientos necesarios para que queden determinados los derechos de los respectivos depositantes. En el caso mencionado en el párrafo inmediato anterior, los títulos que les representen serán emitidos con la mención de estar depositados en la institución para el depósito de valores de que se trate, sin que se requiera expresar en el documento el nombre, el domicilio, ni la nacionalidad del titular. La Sociedad podrá emitir títulos que no lleven cupones adheridos. En este caso, las constancias que expida la institución para el depósito de valores de que se trate harán las veces de dichos cupones accesorios para todos los efectos legales, en los términos de la Ley del Mercado de Valores. Los títulos podrán emitirse de manera electrónica en forma de mensaje de datos con firma electrónica avanzada de acuerdo con lo establecido en el Código de Comercio y de conformidad con las disposiciones de carácter general que emita el Banco de México, que comprendan, entre otros aspectos, los títulos que podrán emitirse utilizando medios electrónicos, así como las características específicas y de seguridad que deberán reunir para tales efectos. Los títulos que se encuentren emitidos en medios impresos, podrán sustituirse de manera electrónica en los términos del presente párrafo de conformidad con las disposiciones de carácter general que emita el Banco de México. ARTÍCULO DÉCIMO SEXTO. La Sociedad contará con un Libro de Registro de Acciones, de conformidad con lo establecido en los artículos 128 y 129 de la Ley General de Sociedades Mercantiles, o cualquier otra disposición que las sustituya de tiempo en tiempo, así como en el artículo 290 de la Ley del Mercado de Valores, o cualquier otra disposición que la sustituya de tiempo en tiempo, y demás disposiciones aplicables. La Asamblea de Accionistas o el Consejo de Administración de la Sociedad determinará como agente registrador al Secretario de la Sociedad, una institución autorizada para el depósito de valores, una institución de crédito mexicana o cualquier otra persona. La Sociedad considerará como tenedor legítimo de las acciones representativas del capital social de la Sociedad, a quien aparezca inscrito en el Libro de Registro de Acciones. En caso de que las acciones representativas del capital social de la Sociedad sean colocadas en algún mercado de valores, bastará para su registro en dicho libro la indicación de dicha circunstancia y de la institución para el depósito de valores en la que se encuentren depositados el o los títulos que las representen y, en tal caso, la Sociedad reconocerá como accionistas a quienes acrediten dicho carácter con las constancias expedidas por la institución para el depósito de valores que corresponda, complementadas con el listado de titulares de acciones correspondiente formulado por quienes aparezcan como depositantes en las constancias, en los términos del artículo 290 de la Ley del Mercado de Valores, o cualquier otra disposición que la sustituya de tiempo en tiempo, y demás disposiciones aplicables. El Libro de Registro de Acciones permanecerá cerrado desde la fecha en que se expidan las constancias de conformidad con el artículo 290 de la Ley del Mercado de Valores, o cualquier otra disposición que la sustituya de tiempo en tiempo, y demás disposiciones aplicables, hasta el día hábil siguiente de celebrada la Asamblea respectiva. Durante tales periodos no se hará inscripción alguna en el referido libro. CAPÍTULO III. ASAMBLEA DE ACCIONISTAS. ARTÍCULO DÉCIMO SÉPTIMO. La Asamblea General de Accionistas es el órgano supremo de la Sociedad. Las Asambleas Generales de Accionistas podrán ser Ordinarias o Extraordinarias, pudiendo también celebrarse Asambleas Especiales, y se celebrarán siempre en el domicilio social, salvo caso fortuito o causa de fuerza mayor. Las Asambleas Extraordinarias de Accionistas se celebrarán para tratar cualquiera de los asuntos a que se refiere el artículo 182 de la Ley General de Sociedades Mercantiles, los artículos 48, 53 y 108 de la Ley del Mercado de Valores, o cualesquiera otras disposiciones que las sustituyan de tiempo en tiempo, así como los mencionados en los Artículos Noveno y Décimo Noveno de los Estatutos Sociales de la Sociedad. Todas las demás Asambleas serán Asambleas Ordinarias de Accionistas, incluyendo las que traten de aumentos o disminuciones de la parte variable del capital social. Cualquier acto o conjunto de actos en virtud de los cuales la Sociedad pretenda llevar a cabo una o más fusiones, adquisiciones de activos, adquisiciones de participación en el capital social, combinaciones, consolidaciones, reorganizaciones o cualquier otra operación análoga de combinación de negocios, como sea que se denomine, respecto de uno o más negocios de todo tipo de sociedades civiles o mercantiles, asociaciones, compañías, fideicomisos o cualesquiera otras entidades, tengan o no personalidad jurídica y constituidas o existentes conforme a las leyes de cualquier jurisdicción, requerirá la aprobación previa de la Asamblea General de Accionistas, la cual será convocada y con por lo menos 15 días naturales en primera, segunda o ulterior convocatoria. Para tales efectos, la siguiente información se deberá poner a disposición, en inglés y en español, de los accionistas con al menos 30 días naturales de anticipación a la fecha en que deba celebrarse la Asamblea General de Accionistas mediante la cual se apruebe cualquiera de los actos (o conjunto de actos) anteriormente referidos: (i) un documento o folleto informativo, según sea aplicable, en el que se resuma la información de relevancia relacionada con el acto o conjunto de actos de que se trate, el cual deberá, en su caso, cumplir con las disposiciones legales previstas en la Ley del Mercado de Valores, las Disposiciones de Carácter General aplicables a las Emisoras de Valores y a otros Participantes del Mercado de Valores emitidas por la Comisión Nacional Bancaria y de Valores, así como en cualquier otras leyes aplicables, de manera que permita a los accionistas tomar una decisión informada respecto a la conclusión de dicho acto o conjunto de actos; y (ii) la información financiera necesaria o requerida por las disposiciones aplicables, respecto del acto o conjunto de actos de que se trate; en el entendido que, en caso que resulte aplicable por la naturaleza de, o el monto que representen, los actos (o conjunto de actos) anteriormente referidos, la Sociedad deberá obtener las aprobaciones y realizar los trámites necesarios ante las autoridades competentes, incluyendo, sin limitar, la Comisión Nacional Bancaria y de Valores y la Bolsa Mexicana de Valores, S.A.B. de C.V. La información señalada en el presente inciso (ii) correspondiente al último ejercicio y al periodo de 6 meses, deberá presentarse revisada por auditor externo. Las Asambleas Especiales serán las que se reúnan para tratar asuntos que puedan afectar los derechos de una sola serie de acciones y estarán sujetas a las disposiciones aplicables a las Asambleas Generales Extraordinarias, en cuanto a quórum de asistencia, votación y formalización de actas. ARTÍCULO DÉCIMO OCTAVO. La Asamblea Ordinaria de Accionistas se reunirá por lo menos una vez al año dentro de los 4 meses siguientes a la clausura del ejercicio social, con el propósito de tratar los asuntos incluidos en el Orden del Día correspondiente, los asuntos mencionados en el artículo 181 de la Ley General de Sociedades Mercantiles, o cualquier otra disposición que la sustituya de tiempo en tiempo, así como los siguientes: (i) Discutir, aprobar o modificar los informes de los Presidentes del Comité de Auditoría y del Comité de Prácticas Societarias. (ii) Discutir, aprobar o modificar el informe del Director General, conforme a los artículos 28, fracción IV, y 44, fracción XI, de la Ley del Mercado de Valores, o cualquier otra disposición que la sustituya de tiempo en tiempo, y demás disposiciones aplicables. (iii) Discutir, aprobar o modificar el informe del Consejo de Administración en términos del inciso b) del artículo 172 de la Ley General de Sociedades Mercantiles, o cualquier otra disposición que la sustituya de tiempo en tiempo. (iv) Conocer la opinión del Consejo de Administración sobre el contenido del informe del Director General. (v) Decidir sobre la aplicación de utilidades, en su caso. (vi) Nombrar a los miembros del Consejo de Administración, al Secretario y Prosecretario y a los miembros de los comités, así como a sus respectivos suplentes, en su caso, y designar o remover a los Presidentes del Comité de Auditoría y del Comité de Prácticas Societarias. (vii) Calificar a los Consejeros que tengan el carácter de independientes. (viii) En su caso, designar el monto máximo de recursos corporativos que podrá destinarse a la recompra de valores emitidos por la Sociedad. (ix) Aprobar las operaciones que pretenda llevar a cabo la Sociedad en el lapso de un ejercicio social cuando dichas operaciones o una serie de operaciones consideradas de manera conjunta con base en ciertas características comunes (según lo determina la Ley del Mercado de Valores) representen un monto equivalente o superior al 20% de los activos consolidados de la Sociedad, con base en cifras correspondientes al cierre del trimestre inmediato anterior; en el entendido de que en dichas Asambleas podrán votar los accionistas titulares de acciones con derecho a voto, incluso limitado o restringido. (x) Cualquier otro asunto que deba ser tratado por la Asamblea General Ordinaria de Accionistas de conformidad con la legislación aplicable o que no sea reservado específicamente para una Asamblea General Extraordinaria. ARTÍCULO DÉCIMO NOVENO. Las Asambleas Generales Extraordinarias deberán tratar cualquiera de los supuestos mencionados en el artículo 182 de la Ley General de Sociedades Mercantiles, o cualquier otra disposición que la sustituya de tiempo en tiempo. Adicionalmente, tratarán cualquiera de los asuntos que se enlistan a continuación: (i) Estipular en los Estatutos Sociales medidas tendientes a prevenir la adquisición de valores que otorguen el Control de la sociedad. (ii) Aumento del capital social en los términos del artículo 53 de la Ley del Mercado de Valores, o cualquier otra disposición que la sustituya de tiempo en tiempo. (iii) Cancelación de la inscripción en el Registro Nacional de Valores de las acciones representativas del capital de la Sociedad o de los títulos que las representen. (iv) Reforma de los Estatutos Sociales de la Sociedad. (v) Amortización por parte de la Sociedad de acciones del capital social con utilidades repartibles y emisión de acciones de goce o de voto limitado, preferentes o de cualquier clase distinta a las ordinarias. (vi) Los demás asuntos para los que la legislación aplicable o los Estatutos Sociales expresamente exijan un quórum especial. ARTÍCULO VIGÉSIMO. Las Asambleas de Accionistas podrán ser convocadas por el Consejo de Administración, el Presidente o el Secretario no miembro del Consejo de Administración o por cualquiera de los Comités de Auditoría o de Prácticas Societarias. Los tenedores de acciones con derecho de voto, por cada 10% de tenencia del capital social que representen en lo individual o de manera conjunta, podrán solicitar al Presente del Consejo de Administración o al Comité que corresponda, sin atender el porcentaje establecido en el artículo 184 de la Ley General de Sociedades Mercantiles, la celebración de una Asamblea. Adicionalmente, el tenedor de una acción podrá pedir que se lleve a cabo una asamblea cuando se cumpla con alguno de los supuestos establecidos en el artículo 185 de la Ley General de Sociedades Mercantiles, o cualquier otra disposición que la sustituya de tiempo en tiempo, y demás disposiciones aplicables. Si no se hiciere la convocatoria dentro de los 15 días siguientes a la fecha de solicitud, un Juez de lo Civil o de Distrito del domicilio de la Sociedad, lo hará a petición de cualquier accionista interesado, quien deberá acreditar la titularidad de sus acciones para este propósito. Las convocatorias para las Asambleas de Accionistas deberán publicarse en el sistema electrónico que la Secretaría de Economía estableció para dichos efectos y podrán publicarse en uno de los diarios de mayor circulación en el domicilio social de la Sociedad, con cuando menos 15 días naturales de anticipación a la fecha en la que se pretenda llevar a cabo la Asamblea correspondiente, en los términos del artículo 186 de la Ley General de Sociedades Mercantiles, o cualquier otra disposición que la sustituya de tiempo en tiempo, y demás disposiciones aplicables. Desde la fecha de la convocatoria hasta la fecha en la que se lleve a cabo la Asamblea correspondiente la Sociedad podrá a disposición de los accionistas, en sus oficinas y de forma inmediata y gratuita, toda la información que considere necesaria para dicha Asamblea, incluyendo los formulario a que hace referencia la fracción III del artículo 49 de la Ley del Mercado de Valores, o cualquier otra disposición que la sustituya de tiempo en tiempo, y demás disposiciones aplicables. Las Asambleas de Accionistas podrán ser celebradas sin previa convocatoria en el caso de que la totalidad de las acciones representativas del capital social con derecho a voto o de la serie de acciones de que se trate (tratándose de Asambleas Especiales) estuvieren presentes o representadas en el momento de la votación. No obstante lo anterior y de conformidad con el segundo párrafo del artículo 178 de la Ley General de Sociedades Mercantiles, o cualquier otra disposición que la sustituya de tiempo en tiempo, y demás disposiciones aplicables, los accionistas por unanimidad podrán tomar resoluciones tomadas fuera de Asamblea, las cuales tendrán la misma validez y eficacia como si hubieran sido tomadas en Asamblea de Accionistas, siempre y cuando los acuerdos sean por escrito. ARTÍCULO VIGÉSIMO PRIMERO. Los accionistas podrán hacerse representar en las Asambleas de Accionistas por un apoderado que

cuente con poder otorgado conforme a los formularios a que hace referencia la fracción III del artículo 49 de la Ley del Mercado de Valores, o cualquier otra disposición que la sustituya de tiempo en tiempo, y demás disposiciones aplicables, y por mandatos o poderes otorgados conforme a la legislación común. Para ser admitidos en las Asambleas de Accionistas, los accionistas deberán estar debidamente inscritos en el Libro de Registro de Acciones que la Sociedad debe llevar de acuerdo a lo establecido en el artículo 128 de la Ley General de Sociedades Mercantiles, o cualquier otra disposición que la sustituya de tiempo en tiempo, y demás disposiciones aplicables, o, en su caso, presentar las constancias emitidas por S.D. Indeval Institución para el Depósito de Valores, S.A. de C.V., o cualquier otra institución que actúe como depositaria de valores en términos de lo establecido en la Ley del Mercado de Valores. Para asistir a la Asamblea Especial o General de Accionistas de que se trate, el accionista correspondiente deberá acreditar, al Secretario no miembro del Consejo de Administración de la Sociedad, que no se encuentra en los supuestos que requieren aprobación del Consejo de Administración de la Sociedad a que se refiere el artículo Noveno de los Estatutos Sociales de la Sociedad. ARTÍCULO VIGÉSIMO SEGUNDO. Las Asambleas Generales Ordinarias y Extraordinarias de Accionistas serán presididas por el Presidente del Consejo de Administración y, en su ausencia, por la persona que designe la Asamblea por mayoría de votos de las acciones presentes. El Secretario no miembro del Consejo de Administración o el Prosecretario actuarán como Secretario de las Asambleas de Accionistas y, en su ausencia, lo hará la persona designada por la Asamblea por mayoría de votos de las acciones presentes. El Presidente de la Asamblea nombrara 1 o más escrutadores de entre los accionistas, representantes de accionistas o invitados presentes en la Asamblea de que se trate, quienes determinarán la existencia o falta de quórum, y contarán los votos emitidos cuando el Presidente de la Asamblea así lo requiera. El Acta de Asamblea que corresponda será elaborada por el Secretario y será firmada por el Presidente y el Secretario de la Asamblea, así como por las personas que hayan actuado como escrutadores. Todo registro de las Asambleas que no se declararon instaladas por falta de quorum también deberán firmarse por sus respectivos Presidentes, Secretarios y escrutadores. ARTÍCULO VIGÉSIMO TERCERO. Las Asambleas Ordinarias de Accionistas se considerarán legalmente instaladas, en virtud de primera convocatoria, si se encuentran representadas cuando menos el 50% de las acciones en circulación representativas del capital social de la Sociedad, y sus resoluciones serán válidas cuando hayan sido tomadas por mayoría simple de las acciones con derecho a voto representadas y presentes en dicha Asamblea. En caso de segunda o ulteriores convocatorias, las Asambleas Generales Ordinarias de Accionistas serán consideradas legalmente instaladas cualquiera que sea el número de las acciones presentes o representadas en dicha Asamblea y los acuerdos deberán ser tomados por mayoría simple de las acciones con derecho a voto representadas y presentes en dicha Asamblea. Las Asambleas Generales Extraordinarias de Accionistas se considerarán legalmente instaladas en virtud de primera convocatoria, si se encuentran representadas o presentes cuando menos el 75% de las acciones en circulación representativas del capital social de la Sociedad en dicha Asamblea. En caso de segunda o ulteriores convocatorias, las Asambleas Generales Extraordinarias de Accionistas serán consideradas legalmente instaladas si está representado o presentes más del 50% de las acciones en circulación representativas del capital social de la Sociedad en dicha Asamblea. Los acuerdos tomados por una Asamblea General Extraordinaria, independientemente de si fueron instaladas como resultado de primera, segunda o ulterior convocatoria, serán válidos si son tomados por más del 50% de las acciones en circulación representativas del capital social de la Sociedad que se encuentren presentes o representadas en dicha Asamblea, salvo en el caso previsto en (i) el artículo décimo noveno, inciso (iii), de los Estatutos Sociales, en cuyo caso se requerirá el voto favorable del 95% (noventa y cinco por ciento) de las acciones en circulación representativas del capital social de la Sociedad que se encuentren presentes o representadas en dicha Asamblea, y (ii) el Artículo Décimo Noveno, inciso (iv), de los Estatutos Sociales, en cuyo caso se requerirá el voto favorable del 65% (sesenta y cinco por ciento) de las acciones en circulación representativas del capital social de la Sociedad que se encuentren presentes o representadas en dicha Asamblea. ARTÍCULO VIGÉSIMO CUARTO. Las actas de las Asambleas de Accionistas y las resoluciones de accionistas adoptadas por unanimidad fuera de Asamblea, según sea el caso, serán transcritas en el Libro de Actas de Asamblea. De cada Asamblea o resoluciones unánimes se formará un expediente en el que se conservarán ejemplares del acta, la lista de asistencia, las cartas poder, copia de las convocatorias, si las hubiere, y los documentos sometidos a consideración de los accionistas, tales como informes del Consejo de Administración, estados financieros de la Sociedad y otros documentos relevantes también serán conservados. Cuando la transcripción de algún acta de Asamblea o de las resoluciones de accionistas adoptadas por unanimidad fuera de Asamblea no pueda ser registrada en el Libro de Actas de Asamblea, las mismas serán protocolizadas ante notario público en México. Las actas de las Asambleas de Accionistas, así como las constancias respecto de aquellas Asambleas que no se hubieran podido celebrar por falta de quórum, serán firmadas por el Presidente y Secretario de dicha Asamblea. ARTÍCULO VIGÉSIMO QUINTO. La Sociedad otorgará los siguientes derechos de minoría: (a) Conforme a lo dispuesto en la fracción III del artículo 50 de la Ley del Mercado de Valores, o cualquier otra disposición que la sustituya de tiempo en tiempo, y demás disposiciones aplicables, los titulares de acciones con derecho a voto (incluso limitado o restringido) representadas en una Asamblea General Ordinaria o Extraordinaria, por cada 10% de tenencia que representen en lo individual o en conjunto del capital social, podrán solicitar que se aplace por 1 sola vez, por 3 días naturales y sin necesidad de nueva convocatoria, la votación de cualquier asunto respecto del cual no se consideren suficientemente informados, sin que resulte aplicable el porcentaje señalado en el artículo 199 de la Ley General de Sociedades Mercantiles, o cualquier otra disposición que la sustituya de tiempo en tiempo, y demás disposiciones aplicables. (b) Los titulares de acciones con derecho a voto (incluso limitado o restringido) que en lo individual o en conjunto representen el 20% o más del capital social, podrán oponerse judicialmente a las resoluciones dictadas en las Asambleas Generales respecto de las cuales tengan derecho a voto, sin que resulte aplicable el porcentaje a que se refiere el artículo 201 de la Ley General de Sociedades Mercantiles, o cualquier otra disposición que la sustituya de tiempo en tiempo, y demás disposiciones aplicables. (c) Los accionistas que, en lo individual o en su conjunto, sean titulares de acciones con derecho a voto (incluso limitado o restringido, o sin derecho a voto) que representen el 5% o más del capital social, podrán ejercer directamente la acción de responsabilidad en contra de cualesquiera Consejeros, del Director General o de cualquier directivo relevante por incumplimiento con los deberes de diligencia y lealtad, a favor de la Sociedad o de la persona moral que esta controle o en la que tenga una influencia significativa. (d) Los accionistas que, en lo individual o en su conjunto, sean titulares de acciones con derecho a voto (incluso limitado o restringido, o sin derecho a voto) por cada 10% o más del capital social que representen, podrán designar y/o revocar en Asamblea General de Accionistas, a un Consejero del Consejo de Administración. Dicho Consejero solo podrá ser revocado si se revoca a todos los miembros del Consejo de Administración, en cuyo caso las personas sustituidas no podrán ser nombradas con tal carácter durante los 12 meses inmediatos siguientes a la fecha de revocación. CAPÍTULO IV. ADMINISTRACIÓN Y VIGILANCIA. ARTÍCULO VIGÉSIMO SEXTO. La administración de la Sociedad estará a cargo de un Consejo de Administración. El Consejo de Administración estará integrado por un máximo de 21 miembros, conforme lo resuelva la Asamblea de Accionistas correspondiente, de los cuales por lo menos el 25% deberán ser independientes, en términos de lo dispuesto por los artículos 24 y 26 de la Ley del Mercado de Valores, o cualquier otra disposición que la sustituya de tiempo en tiempo, y demás disposiciones aplicables. Por cada Consejero propietario podrá designarse su respectivo suplente, en el entendido de que los Consejeros suplentes de los Consejeros independientes deberán tener este mismo carácter. Se entenderá por Consejeros Independientes, a aquellas personas seleccionadas por su experiencia, capacidad y prestigio profesional, que cumplan con los requisitos contemplados por el artículo 26 de la Ley del Mercado de Valores, o cualquier otra disposición que la sustituya de tiempo en tiempo, y por cualquier otra disposición que emita la Comisión Nacional Bancaria y de Valores. Corresponderá a la Asamblea General Ordinaria de Accionistas calificar la independencia de los Consejeros. Por su parte la Comisión Nacional Bancaria y de Valores, previo derecho de audiencia de la Sociedad y del Consejero de que se trate, podrá objetar la calificación de independencia de algún Consejero, cuando existan elementos que demuestren la falta de independencia, dentro de un plazo de 30 días hábiles contados a partir de la notificación que haga la Sociedad. ARTÍCULO VIGÉSIMO SÉPTIMO. Los miembros del Consejo de Administración, podrán o no ser accionistas de la Sociedad, continuarán en funciones hasta que sean removidos y las personas designadas para sustituirlos tomen posesión de sus cargos, en el entendido de que en todo momento deberán tener capacidad legal para ejercer su encargo y no estar inhabilitados para ejercer el comercio. En todo momento se deberá observar lo dispuesto en el segundo párrafo del artículo 24 de la Ley del Mercado de Valores. El Consejo de Administración podrá designar Consejeros provisionales, sin intervención de la Asamblea de Accionistas, en los casos en que hubiere concluido el plazo de designación del Consejero, el Consejero hubiere renunciado, sea incapaz o fallezca. La Asamblea General de Accionistas de la Sociedad ratificará dichos nombramientos o designará a los Consejeros sustitutos en la Asamblea siguiente a que ocurra tal evento. Lo anterior en el entendido de que los miembros del Consejo de Administración únicamente podrán ser removidos por acuerdo de la Asamblea General de Accionistas. Los miembros del Consejo de Administración nombrados por los accionistas al momento de autorizar la oferta pública inicial de Acciones de la Sociedad, deberán durar en su cargo por lo menos 24 meses posteriores a la fecha en la cual la Sociedad publique el aviso de colocación de dicha oferta. ARTÍCULO VIGÉSIMO OCTAVO. Los miembros del Consejo de Administración de la Sociedad, serán designados por simple mayoría de votos de los accionistas de la Sociedad en una Asamblea General Ordinaria de Accionistas. No obstante lo anterior, se respetaran los derechos de minoría a los que hacen referencia los Estatutos Sociales de la Sociedad, incluyendo, sin limitación, el derecho conferido en el párrafo d) del artículo vigésimo quinto de los Estatutos Sociales de la Sociedad. ARTÍCULO VIGÉSIMO NOVENO. Cada año, la Asamblea de Accionistas o el Consejo de Administración, en su defecto, deberán elegir de entre sus miembros al Presidente del Consejo de Administración. A menos que se establezca lo contrario, el Presidente del Consejo de Administración deberá ejecutar y llevar a cabo las resoluciones de la Asamblea de Accionistas y del Consejo de Administración sin necesidad de resolución especial alguna. De igual manera la Asamblea General Ordinaria de Accionistas o el Consejo de Administración, en su defecto, designará a un Secretario y a un Prosecretario que no formarán parte del Consejo de Administración pero estará sujeto a las obligaciones y responsabilidades establecidas en la legislación aplicable. Las faltas temporales o definitivas en el Consejo de Administración serán cubiertas por los suplentes respectivos. El Presidente del Consejo de Administración tendrá voto de calidad en caso de empate. El Presidente del Consejo de Administración podrá ser de cualquier nacionalidad, presidirá las sesiones del Consejo de Administración y a falta de éste o en su ausencia, dichas sesiones serán presididas por uno de los miembros que los demás asistentes designen por mayoría de votos […]. ARTÍCULO TRIGÉSIMO QUINTO. La Asamblea General de Accionistas o el Consejo de Administración podrán constituir los comités que consideren necesarios para su operación. Adicionalmente, el Consejo de Administración contará con los Comités de Auditoría y de Prácticas Societarias de conformidad con lo establecido en la Ley del Mercado de Valores, los cuales estarán íntegrados exclusivamente por Consejeros independientes, y un mínimo de 3 miembros designados por el Consejo de Administración, en términos de lo establecido en el artículo 25 de la Ley del Mercado de Valores, o cualquier otra disposición que la sustituya de tiempo en tiempo, y demás disposiciones aplicables. Los Comités de Auditoría y de Prácticas Societarias, y los demás designados conforme al presente artículo, se reunirán de la manera y en las fechas o con la periodicidad que determine cada uno de ellos en la primera o en la última sesión que celebre durante cada ejercicio social (en este último caso con respecto al calendario de las sesiones a ser celebradas en el ejercicio social siguiente), sin que sea necesario convocar a sus miembros en cada ocasión a sesiones cuya celebración estuviere previamente programada conforme al calendario de sesiones que hubiere aprobado el Comité. En el entendido, que para que las sesiones de los Comités se consideren legalmente instaladas, se requerirá la asistencia de la mayoría de sus miembros y las resoluciones deberán ser aprobadas por el voto favorable de la mayoría de los miembros del Comité de que se trate. Adicionalmente, cada Comité sesionará cuando así lo determine el Presidente de dicho Comité, el Secretario no miembro del Consejo de Administración o cualquiera de sus miembros propietarios, previo aviso con 3 días hábiles de anticipación a todos los miembros propietarios del Comité y a los suplentes que se requieran. El auditor externo de la Sociedad podrá ser convocado a las sesiones de los Comités, en calidad de invitado con voz y sin voto. No obstante lo anterior, las resoluciones tomadas de manera unánime por los miembros de dicho Comité, tendrán la misma validez como si hubieran sido aprobadas en la Sesión siempre que consten por escrito y cuenten con la firma de todos sus miembros. Asimismo, los Comités se podrán reunir en cualquier momento, sin previa convocatoria en el caso de que estuvieren presentes la totalidad de sus miembros propietarios. Ninguno de los Comités podrá delegar el conjunto de sus facultades en persona alguna, pero podrá designar delegados que deban ejecutar sus resoluciones. El presidente de cada Comité estará facultado para ejecutarlas individualmente sin requerir de autorización expresa. Cada Comité constituido conforme al presente artículo, deberá informar al Consejo de Administración en forma anual de las actividades que realice, o bien, cuando a su juicio se susciten hechos o actos de trascendencia para la Sociedad. De cada sesión de Comité se deberá levantar un acta que se transcribirá en un libro especial. En el acta se hará constar la asistencia de los miembros del Comité y las resoluciones adoptadas y deberán ser firmadas por los asistentes y quienes hubieren actuado como Presidente y Secretario. Para todo lo no previsto en el presente artículo o en la Ley del Mercado de Valores, los Comités funcionaran conforme las reglas de funcionamiento del Consejo de Administración. Los Comités deberán cuando menos una vez al año informar al Consejo de Administración respecto de las actividades que han realizado. ARTÍCULO TRIGÉSIMO SEXTO. De conformidad con lo dispuesto en la Ley del Mercado de Valores, los Consejeros, los miembros del Comité de Auditoría y del Comité de Prácticas Societarias, y las demás personas mencionadas en el tercer párrafo del artículo trigesimo septimo de los Estatutos Sociales de la Sociedad, tendrán las siguientes responsabilidades, entre otras: (i) Deber de diligencia: Deberán actuar con el deber de diligencia contemplado en el artículo 30 y siguientes de la Ley del Mercado de Valores, debiendo solicitar la información de los funcionarios de la Sociedad que estimen conveniente. (ii) Deber de lealtad: Deberán actuar con el deber de lealtad contemplado en el artículo 34 y siguientes de la Ley del Mercado de Valores, o cualquier otra disposición que la sustituya de tiempo en tiempo, y demás disposiciones aplicables. En relación con lo establecido en el párrafo inmediato anterior, así como en el artículo 35, fracción VII, y demás aplicables de la Ley del Mercado de Valores, se entenderá por "oportunidades de negocio" únicamente aquellas oportunidades presentadas a la persona de que se trate (que esté obligada por el deber de lealtad referido en el párrafo inmediato anterior) exclusivamente en su carácter de Consejero de la Sociedad, director general o directivo relevante de la Sociedad. Lo anterior en el entendido que los Consejeros, el director general y los demás directivos relevantes de la Sociedad deberán en todo momento, observar los deberes a los que se encuentran sujetos conforme a la Ley del Mercado de Valores y no gozarán de beneficios o excluyentes de responsabilidad que los liberen de sus obligaciones conforme al segundo párrafo del artículo 37 de dicha ley. El incumplimiento al Deber de Diligencia o al Deber de Lealtad, los hará responsables, en forma solidaria con otros Consejeros que hubieren incumplido, por los daños y perjuicios que ocasionen a la Sociedad, en los casos en que hubieren actuado de mala fe, dolosamente, con culpa grave o ilícitamente. En todo momento se deberá observar lo dispuesto en los párrafos segundo y tercero del artículo 34 de la Ley del Mercado de Valores. (iii) Acción de Responsabilidad: La responsabilidad resultante de la violación del deber de diligencia o del deber de lealtad será exclusivamente a favor de la Sociedad, según sea el caso, y podrá ser ejercida por la Sociedad o por los accionistas que, en lo individual o en conjunto, representen la titularidad de acciones (incluyendo de voto limitado, restringido o sin derecho de voto), que representen 5% o más del capital social. Lo anterior en el entendido que, los miembros del Consejo de Administración o de los Comités no incurrirán en incumplimiento cuando actúen de buena fe o se actualice cualquier excluyente de responsabilidad mencionado en el artículo 40 de la Ley del Mercado de Valores, o cualquier otra disposición que la sustituya de tiempo en tiempo, y demás disposiciones aplicables. ARTÍCULO TRIGÉSIMO SÉPTIMO. La Asamblea de Accionistas, el Consejo de Administración, según sea el caso, podrán designar a un Director General, quien estará encargado de gestión, conducción y ejecución de los negocios de la Sociedad, conforme a lo establecido en el artículo 44 de la Ley del Mercado de Valores, o cualquier otra disposición que la sustituya de tiempo en tiempo, y demás disposiciones aplicables. Para el cumplimiento de sus funciones, contará con las más amplias facultades para representar a la Sociedad en actos de administración y pleitos y cobranzas, incluyendo facultades especiales que conforme a las leyes requieran cláusula especial, así como cualquier otra facultad otorgada por el Consejo de Administración. Tratándose de actos de dominio, deberá ajustarse a lo dispuesto conforme al artículo 28, fracción VIII, de la Ley del Mercado de Valores, o cualquier otra disposición que la sustituya de tiempo en tiempo, y demás disposiciones aplicables. Para el ejercicio de sus funciones y actividades, así como para el debido cumplimiento de sus obligaciones, el Director General podrá nombrar y remover a los directivos relevantes, gerentes, subgerentes, agentes y empleados de la Sociedad y determinar, limitar o revocar sus facultades, obligaciones y remuneraciones, y auxiliarse de los directivos relevantes designados para tal efecto y de cualquier empleado de la Sociedad, en el entendido que tanto el Director General como los dichos funcionarios deberán estar sujetos a la responsabilidad establecida en el artículo 29 de la Ley del Mercado de Valores, o cualquier otra disposición que la sustituya de tiempo en tiempo, y demás disposiciones aplicables. Asimismo, les resultarán aplicables las excluyentes y limitaciones de responsabilidad a que se refieren los artículos 33 y 40 de la Ley del Mercado de Valores, o cualquier otra disposición que los sustituya de tiempo en tiempo. Adicionalmente, el Director General y los demás directivos relevantes serán responsables en los supuestos a que se refiere el segundo párrafo del artículo 46 de la Ley del Mercado de Valores o cualquier otra disposición que lo sustituya de tiempo en tiempo. El Director General deberá someter al Comité de Prácticas Societarias y al Comité de Auditoría propuestas para el sistema de control interno. ARTÍCULO TRIGÉSIMO OCTAVO. La vigilancia de la gestión, conducción y ejecución de los negocios de la Sociedad, estará a cargo del Consejo de Administración a través de los Comités de Auditoría y de Prácticas Societarias, así como de la persona moral que realice la auditoría externa. De conformidad con lo establecido en el artículo 41 de la Ley del Mercado de Valores, o cualquier otra disposición que la sustituya de tiempo en tiempo, la Sociedad no estará sujeta a lo previsto en el artículo 91, fracción V, 164 a 171, 172 último párrafo, 173 y 176 de la Ley General de Sociedades Mercantiles o cualquier otra disposición que las sustituya de tiempo en tiempo. El Presidente del Comité de Auditoría y el Presidente del Comité de Prácticas Societarias estarán obligados en términos del artículo 43 de la Ley del Mercado de Valores, o cualquier otra disposición que la sustituya de tiempo en tiempo, a proporcionar un informe anual: (a) Comité de Prácticas Societarias. Dicho Comité contara con un mínimo de 3 miembros, los cuales deberán ser independientes, debiendo ser designados por la Asamblea de Accionistas o el Consejo de Administración a propuesta del Presidente del Consejo de Administración, excepto por el Presidente que será designado y/o removido de su cargo exclusivamente por la Asamblea General de Accionistas, y tendrá las características referidas en el artículo 43, fracción I, de la Ley del Mercado de Valores, o cualquier otra disposición que la sustituya de tiempo en tiempo, y demás disposiciones aplicables. El Comité de Prácticas Societarias tendrá las funciones a que hace referencia el artículo 42, fracción I, de la Ley del Mercado de Valores, o cualquier otra disposición que la sustituya de tiempo en tiempo, y las disposiciones de carácter general que a tal efecto dicte la Comisión Nacional Bancaria y de Valores, así como las demás disposiciones aplicables. Dichas funciones incluyen, entre otras que deriven de la Ley del Mercado de Valores, emitir opiniones al Consejo de Administración según este lo requiera respecto de cualquiera de los asuntos que le correspondan conforme a la Ley del Mercado de Valores y los Estatutos Sociales de la Sociedad, solicitar opiniones de expertos independientes respecto a asuntos que deban someterse a aprobación del Consejo de Administración o en relación con los cuales exista un conflicto de interés, convocar a asambleas de accionistas y apoyar al Consejo Administración en la elaboración de reportes. Asimismo, en caso de que un acto o conjunto de actos en virtud de los cuales la Sociedad lleve a cabo una o más fusiones, adquisiciones de activos, adquisiciones de acciones, intercambios de acciones, adquisiciones de participación en el capital social, combinaciones, consolidaciones, reorganizaciones o cualquier otra operación análoga de combinación de negocios, como quiera que se denomine, respecto de uno o más negocios de todo tipo de sociedades civiles o mercantiles, asociaciones, compañías, fideicomisos o cualesquiera otras entidades, tengan o no personalidad jurídica y constituidas o existentes conforme a las leyes de cualquier jurisdicción, se pretenda llevar a cabo con una Afiliada de la Sociedad, sus consejeros o directores, requerirá la aprobación del Comité de Prácticas Societarias, con la opinión previa de un banco de inversión independiente o un despacho de contadores independiente, precisamente a solicitud dicho Comité de Prácticas Societarias. (b) Comité de Auditoría. Contará con un mínimo de 3 miembros, los cuales deberán ser independientes, debiendo ser designados por la Asamblea de Accionistas o el Consejo de Administración a propuesta del Presidente del Consejo de Administración, excepto por el Presidente que será designado y/o removido de su cargo exclusivamente por la Asamblea General de Accionistas y tendrá las características referidas en el artículo 43, fracción II, de la Ley del Mercado de Valores. El Comité de Auditoría tendrá las funciones a que hace referencia el artículo 42, fracción II, de la Ley del Mercado de Valores, o cualquier otra disposición que la sustituya de tiempo en tiempo, y las disposiciones de carácter general que a tal efecto dicte la Comisión Nacional Bancaria y de Valores, así como las demás disposiciones aplicables. Dichas funciones incluyen, sin limitar, emitir una opinión al Consejo de Administración acerca de los asuntos encomendados al Comité de Auditoría, recomendar la elección de auditores externos, discusión de los estados financieros de la Sociedad con la persona responsable por su elaboración, informar al Consejo de Administración sobre el estatus de los asuntos relacionado a los sistemas de control interno y auditoría dentro de la Sociedad, preparar una opinión acerca de criterios y principios y políticas contables y, en general, vigilar la conducta corporativa de la Sociedad. Asimismo, el Comité de Auditoría revisará cada trimestre todos los pagos efectuados por la Sociedad en favor de cualquier Afiliada, consejero, administradores, funcionarios o sus Afiliadas y determinara los gastos y el monto de gastos que será reembolsado a Vista Sponsor Holdings, LP., Miguel Galuccio, Pablo Vera Pinto, Juan Garoby y Alejandro Chernacov, cualquiera de sus afiliadas u otros directores y funcionarios, por este concepto. Adicionalmente, la Sociedad deberá contratar a un auditor externo, para cumplir con lo establecido en la Ley del Mercado de Valores […]. CAPÍTULO V. EJERCICIO SOCIAL, INFORMACIÓN FINANCIERA, Y UTILIDADES Y PÉRDIDAS. ARTÍCULO CUADRAGÉSIMO SEGUNDO. Dentro de los 4 meses siguientes a la fecha de cierre de cada ejercicio social, el Director General y el Consejo de Administración prepararán un reporte que incluya la información financiera y cualquier otra que sea necesaria conforme las disposiciones legales aplicables, dentro de sus atribuciones conforme a lo que establece la Ley del Mercado de Valores y que será presentado por el Consejo de Administración a la Asamblea General de Accionistas. La información financiera será revisada y comentada, previo a la presentación a la Asamblea General de Accionistas, por el Comité de Auditoría y el Comité de Prácticas Societarias. ARTÍCULO CUADRAGÉSIMO TERCERO. Cada año los accionistas en, la Asamblea General Ordinaria de Accionistas separará de las utilidades netas el porcentaje que la Asamblea de Accionistas señale, que no deberá ser menor al 5%, para formar el fondo de reserva legal, hasta que dicho fondo sea equivalente a por lo menos la quinta parte del capital social. Este fondo será reconstituido de la misma manera cuando sea disminuido por cualquier razón. Adicionalmente, separará las cantidades, que en su caso, considere necesarias para crear o incrementar otras reservas de capital, generales o especiales, y separará el monto que la Asamblea de Accionistas determine para realizar adquisiciones de acciones propias conforme a lo establecido en la legislación aplicable y los Estatutos Sociales de la Sociedad. El remanente se aplicará según lo determine la Asamblea de Accionistas. La aplicación del resto de las ganancias netas se hará a discreción de los accionistas, en la Asamblea General Ordinaria de Accionistas. Las pérdidas, si las hubiere, serán absorbidas en primera instancia por las reservas y agotadas estas por el capital social. CAPÍTULO VI. DISOLUCIÓN Y LIQUIDACIÓN. ARTÍCULO CUADRAGÉSIMO CUARTO. La Sociedad se disolverá (i) si no se completa un acto o conjunto de actos en virtud de los cuales la Sociedad lleve a cabo una o más fusiones, adquisiciones de activos, adquisiciones de acciones, intercambios de acciones, adquisiciones de participación en el capital social, combinaciones, consolidaciones, reorganizaciones o cualquier otra operación análoga de combinación de negocios, como quiera que se denomine, respecto de uno o más negocios de todo tipo de sociedades civiles o mercantiles, asociaciones, compañías, fideicomisos o cualesquiera otras entidades, tengan o no personalidad jurídica y constituidas o existentes conforme a las leyes de cualquier jurisdicción, dentro de un plazo de 24 meses contados a partir de la fecha en que las Acciones Serie "A" hayan sido ofrecidas al público inversionista y colocadas a través de una oferta pública inicial en México (y que la liquidación de la misma hubiere ocurrido); o (ii) si tuviere lugar alguno de los supuestos previstos en el artículo 229 la Ley General de Sociedades Mercantiles, o cualquier otra disposición que la sustituya de tiempo en tiempo, y demás disposiciones aplicables. En ambos casos, la disolución de la Sociedad causará la cancelación de la inscripción en el Registro Nacional de Valores de las acciones representativas del capital de la Sociedad o de los títulos que las representen. En caso que se actualice el supuesto previsto en la fracción (i) del párrafo inmediato anterior, la Sociedad estará obligada a efectuar reembolsos en efectivo en beneficio de los accionistas de las Acciones Serie "A", ya sea mediante reducción del capital social o como reembolso de cualquier contribución para futuros aumentos de capital o pagos derivados de cualquier cobertura cambiaria, según lo determine la Asamblea General de Accionistas; en el entendido, sin embargo, que el lapso previsto en la fracción (i) del párrafo anterior podrá ser dispensado por la Asamblea General Extraordinaria de Accionistas y que el término del mismo también puede ser extendido por dicha asamblea. ARTÍCULO CUADRAGÉSIMO QUINTO. Declarada la disolución de la Sociedad, ésta será puesta en estado de liquidación, la cual estará a cargo de uno o más liquidadores, quienes en este último caso deberán obrar conjuntamente según lo acuerde la Asamblea de Accionistas. La Asamblea de Accionistas también fijará el plazo para el ejercicio de su(s) cargo(s) así como la retribución que habrá de corresponderle(s). El (los) liquidador(es) procederá(n) con la liquidación y distribución del remanente, en su caso, en proporción a las acciones de que sean titulares los accionistas, de conformidad con lo estipulado en la Ley General de Sociedades Mercantiles. CAPÍTULO VII. DISPOSICIONES GENERALES. ARTÍCULO CUADRAGÉSIMO SEXTO. En todo lo no previsto específicamente en los Estatutos Sociales de la Sociedad, se aplicarán las disposiciones conducentes de la Ley General de Sociedades Mercantiles, la Ley del Mercado de Valores y por las disposiciones de carácter general expedidas por la Comisión Nacional Bancaria y de Valores. ARTÍCULO CUADRAGÉSIMO SÉPTIMO. Para la interpretación y cumplimiento de los Estatutos Sociales de la Sociedad, los accionistas se someten expresamente a los tribunales competentes en la Ciudad de México, renunciando a cualquier otra jurisdicción que les pudiera corresponder por virtud de sus domicilios presentes o futuros, o por cualquier otra razón."

Anexo 6 – Reporte de Reservas de 2018

Gaffney, Cline & Associates

Gaffney, Cline & Associates, Inc.

5555 San Felipe St., Suite 550
Houston, TX 77056
Telephone: +1 713 850 9955

www.gaffney-cline.com

13 de Febrero de 2019

Sr. Juan Garoby
Chief Operating Officer
Vista Oil & Gas S.A.
Javier Barros Sierra 540, Torre 2, Piso 2
Lomas de Santa Fe
Ciudad de México
Mexico

Estimado Sr. Garoby,

Reservas Probadas bajo normas SEC para ciertas Concesiones en Argentina al 31 de diciembre de 2018

Esta declaración de reservas probadas ha sido preparada por Gaffney, Cline & Associates (GCA) y emitida el 13 de febrero de 2019 a solicitud de Vista Oil & Gas S.A. (VISTA). En febrero de 2018 (fecha efectiva 3 de abril de 2018), VISTA compró los intereses de Apco Oil & GAS International Inc. Sucursal Argentina (APCO) y Pampa Energía S.A. (PAMPA) de varias propiedades ubicadas en la cuenca Neuquina y en la cuenca Noroeste de Argentina. Dichas propiedades se han evaluado en este informe y se enumeran a continuación:

Tabla 1
Listado de Propiedades Evaluadas

Concesión / Contrato	Cuenca	VISTA WI	Operadora
Agua Amarga (Charco del Palenque)	Neuquina	100.00%	VISTA
Agua Amarga (Jarilla Quemada)	Neuquina	100.00%	VISTA
Bajada del Palo Oeste (*)	Neuquina	100.00%	VISTA
Bajada del Palo Este	Neuquina	100.00%	VISTA
Medanito	Neuquina	100.00%	VISTA
Jagüel de los Machos	Neuquina	100.00%	VISTA
Entre Lomas (Neuquén)	Neuquina	100.00%	VISTA
Entre Lomas (Rio Negro)	Neuquina	100.00%	VISTA
Coirón Amargo Norte	Neuquina	55.00%	VISTA
Coirón Amargo Suroeste	Neuquina	10.00%	SHELL
Acambuco	Noroeste	1.50%	PAE

(*) Incluye el Desarrollo No Convencional en la Concesión Bajada del Palo.

A partir del 3 de diciembre de 2018, Vista anunció la operación del Bloque Águila Mora. Águila Mora tiene un permiso de exploración con vencimiento en 2019 y se encuentra en Neuquén. VISTA tiene una participación del 90% y se convirtió en el operador. El bloque Águila Mora no fue auditado ya que VISTA no reportó reservas.

Este informe se relaciona específica y únicamente con el tema descripto en el alcance del trabajo de la Propuesta de Servicios y está condicionado a las presunciones descriptas en este documento. El informe debe considerarse en su totalidad y solo debe utilizarse para el propósito para el que fue diseñado.

GCA realizó una auditoría independiente, al 31 de diciembre de 2018, de las reservas probadas de petróleo crudo y gas natural de los contratos mencionados anteriormente. En base a la información técnica y de otro tipo puesta a disposición de GCA con respecto a esta propiedad, GCA presenta la declaración de reservas en la siguiente tabla:

Tabla 2
Declaración de Reservas Remanentes
de ciertas Concesiones en Argentina al 31 de diciembre de 2018

	Reservas Brutas de la Concesión (100%)			Reservas de la Compañía en Participación (WI)		
	Líquidos	Gas	Ventas de Gas	Líquidos	Gas	Ventas de Gas
	MMBbl	Bcf	Bcf	MMBbl	Bcf	Bcf
Comprobadas						
Desarrolladas	30.8	255.5	227.1	27.1	103.4	81.3
No Desarrolladas	16.5	33.0	32.9	7.1	28.2	28.1
Total Comprobadas	**47.3**	**288.5**	**260.0**	**34.2**	**131.6**	**109.4**

Notas:

1. Las reservas brutas de concesión representan el 100% de los volúmenes estimados como recuperables comercialmente de las concesiones bajo el plan de desarrollo previsto.

2. Las reservas en Participación (WI) representan volúmenes de reservas al interés de VISTA en las concesiones.

3. Las regalías a pagar a las Provincias no se han deducido de las reservas de en Participación (WI) informadas.

4. En la columna informada como Gas se incluye venta y consumo de gas.

5. Los totales pueden diferir de la suma de las entradas individuales debido al redondeo.

Los volúmenes de hidrocarburos líquidos representan el petróleo crudo, el condensado, la gasolina y el LPG a ser obtenidos de la separación en campo y del procesamiento en planta y se informan en millones de barriles (MMBbl). Los volúmenes de gas natural representan las ventas

de gas esperadas más el combustible consumido en campo y se informan en miles de millones (10^9) de pies cúbicos estándar (Bcf) en condición estándar de 14.7 psia y 60° F

Los volúmenes de gas resultan de la separación y el procesamiento en el campo, que se reducen por inyección, venteos y contracción e incluyen el volumen de gas consumido en el campo para las operaciones de producción.

GCA presenta el detalle de los volúmenes por concesión en el Apéndice II.

Las presunciones de precios y costos actuales y futuros fueron proporcionadas o especificadas por VISTA, de acuerdo con las normas y regulaciones de la SEC. Todos los precios y costos están expresados en Dólares Estadounidenses. La siguiente tabla muestra los precios promedio de los líquidos por propiedad.

Tabla 3
Precios de Líquidos por Concesión

Tipo de Crudo	Concesión	Precio del Crudo US$/Bbl	Ajuste por Calidad US$/Bbl	Crudo, Condensado y Gasolina US$/Bbl
Medanito	25 de Mayo – Medanito Sureste	67.51	-2.84	64.67
Medanito	Jagüel de los Machos	67.51	-2.83	64.68
Medanito	Entre Lomas (Neuquén y Río Negro)	67.51	-2.12	65.40
Medanito	Bajada del Palo (Este y Oeste)	67.51	-2.11	65.40
Medanito	Agua Amarga	67.51	-2.13	65.39
Medanito	Coirón Amargo Norte Coirón Amargo Suroeste	67.51	-2.11	65.40
Noroeste	Acambuco	60.20	0.00	60.20

El precio promedio de venta de gas para todas las concesiones es de US$ 4.58/MMBtu. El precio promedio de venta de LPG es de US$ 385.38 por tonelada.

Los gastos operativos incluyen los gastos de la operación en el campo, gastos de transporte, gastos de compresión y gastos generales directamente relacionados con la producción o el desarrollo del campo.

Esta auditoría se realizó con los datos disponibles de pozos perforados en la concesión hasta Diciembre de 2018. La producción de líquidos y gas se estimó hasta el límite económico o final de la concesión.

Evaluación de Reservas

Esta auditoría se basó en estimaciones de reservas y otra información proporcionada por VISTA a GCA hasta diciembre de 2018, e incluyó las pruebas, procedimientos y ajustes que se consideraron necesarios. Todas las preguntas que surgieron durante el proceso de auditoría se resolvieron a satisfacción de GCA

El escenario de precios para las pruebas económicas del 31 de diciembre de 2018 se basó, para el petróleo, en el promedio de los precios que obtuvo VISTA durante 2018 según las normas de la SEC, y para los precios del gas, en los contratos de venta de gas existentes. Todos los precios y costos están expresados en Dólares Estadounidenses.

Los costos de capital futuros se derivaron de los planes de desarrollo preparados por VISTA para cada concesión. Los datos de gastos operativos históricos recientes se utilizaron como base para las proyecciones de costos operativos. Los gastos operativos incluyen los gastos operativos de campo, el transporte, la compresión y la asignación de gastos generales directamente relacionados con la producción o el desarrollo del campo. No se consideró inflación en estos costos. GCA considera que VISTA ha proyectado inversiones de capital y gastos operativos suficientes para producir económicamente los volúmenes proyectados.

En opinión de GCA, las estimaciones de los volúmenes totales de gas y líquido de hidrocarburos recuperables remanentes al 31 de diciembre de 2018 son, en conjunto, razonables y la clasificación de las reservas es apropiada. GCA concluye que las metodologías empleadas por VISTA en la derivación de las estimaciones de reservas son apropiadas, y que la calidad de los datos en los que se basa, y la profundidad, y la minuciosidad del proceso de estimación de reservas son adecuadas.

Bases de Opinión

Este documento refleja el juicio profesional de GCA basado en los estándares de investigación profesional aceptados y, según corresponda, los datos y la información provista por el Cliente y/u obtenidos de otras fuentes (por ejemplo: dominio público), el alcance limitado de la participación y el tiempo permitido para realizar la evaluación.

En línea con esas normas aceptadas, este documento no constituye de ninguna manera, ni garantiza, ni predice los resultados, y no implica ni se expresa ninguna garantía de que el resultado real se ajuste a los resultados aquí presentados. GCA no ha verificado de manera independiente ninguna información proporcionada por, o bajo la dirección del Cliente, y ha aceptado la precisión y la totalidad de esta información. GCA no tiene motivos para creer que se hayan ocultado hechos sustanciales, pero no garantiza que sus investigaciones hayan revelado todos los asuntos que un examen más extenso podría revelar.

Las opiniones expresadas en este documento están sujetas y plenamente calificadas por las incertidumbres generalmente aceptadas asociadas con la interpretación de datos geológicos y de ingeniería y no reflejan la totalidad de las circunstancias, escenarios e información que podrían afectar las decisiones tomadas por los destinatarios del informe y/o resultados reales. Las opiniones y declaraciones contenidas en este informe se hacen de buena fe y en la creencia de que tales opiniones y declaraciones son representativas de las circunstancias físicas y económicas imperantes.

En la preparación de este informe, GCA ha utilizado las definiciones contenidas en la SEC, Parte 210, Regla 4-10 (a) de la Regulación S-X de la Comisión de Bolsa y Valores de EE. UU. (Ver Apéndice I).

Existen numerosas incertidumbres inherentes a la estimación de reservas y a la proyección de producción futura, gastos de desarrollo, gastos operativos y flujos de efectivo. Las evaluaciones de reservas de petróleo y gas deben reconocerse como un proceso subjetivo de estimación de las acumulaciones subterráneas de petróleo y gas que no pueden medirse de manera exacta. Las estimaciones de los recursos de petróleo y gas preparados por otras partes pueden diferir, tal vez materialmente, de los contenidos en este informe.

La precisión de cualquier estimación de reservas es en función de la calidad de los datos disponibles y de la ingeniería y la interpretación geológica. Los resultados de perforación, pruebas y producción posteriores a la preparación de las estimaciones pueden justificar revisiones, de las cuales, algunas o todas pueden ser materiales. En consecuencia, las estimaciones de reservas a menudo son diferentes de las cantidades de petróleo y gas que finalmente se recuperan, y el tiempo y el costo de los volúmenes que se recuperan pueden variar de lo supuesto.

La auditoría de GCA involucró la revisión de hechos pertinentes, interpretaciones y suposiciones hechas por VISTA u otros al preparar las estimaciones de reservas. GCA realizó los procedimientos necesarios que le permitieron emitir una opinión sobre la idoneidad de las metodologías empleadas, la exactitud y la calidad de los datos en los que se basó, la profundidad y minuciosidad del proceso de estimación de reservas, la clasificación y categorización de reservas apropiadas para las definiciones relevantes utilizadas, y razonabilidad de las estimaciones.

Definición de Reservas

Las reservas son aquellas cantidades remanentes de petróleo y gas y sustancias relacionadas que se prevé serán comercialmente recuperables mediante la aplicación de proyectos de desarrollo de acumulaciones conocidas a partir de una fecha dada en condiciones definidas. Además, debe existir, o debe haber una expectativa razonable de que exista el derecho legal a producir, o un ingreso en la producción, los medios instalados para entregar al mercado petróleo y gas o sustancias relacionadas, y todos los permisos y financiamiento requerido para implementar el proyecto.

GCA no tiene conocimiento de ningún cambio potencial en las regulaciones aplicables a estas concesiones que pudieran afectar la capacidad de VISTA para producir las reservas estimadas.

Las reservas se categorizan adicionalmente de acuerdo con el nivel de certeza asociado con las estimaciones y pueden sub clasificarse según la madurez del proyecto y / o caracterizarse por el estado de desarrollo y producción. Todas las categorías de volúmenes de reservas citados en este documento han derivado del contexto de una evaluación de límite económico (ELT) (pre impositivo y sin incluir las cantidades acumuladas de depreciación) antes de cualquier análisis del Valor Actual Neto (VAN).

GCA no visitó ni inspeccionó el sitio por no considerarlo necesario y por lo tanto no estar contemplado en el alcance del trabajo. Como tal, GCA no está en posición de opinar sobre las operaciones o instalaciones, su idoneidad y condición, o si cumplen con las reglamentaciones

relativas a dichas operaciones. Además, GCA no está en condiciones de comentar sobre ningún aspecto de la salud, la seguridad o el medio ambiente de dicha operación.

Este informe ha sido preparado en base a la comprensión de GCA de los efectos de la legislación petrolera y otras regulaciones que actualmente se aplican a estas propiedades. Sin embargo, GCA no está en condiciones de dar fe del título o derechos de propiedad, las condiciones de estos derechos (incluidas las obligaciones ambientales y de abandono) o las licencias y consentimientos necesarios (incluidos permisos de planificación, relaciones de interés financiero o gravámenes sobre cualquier parte de las propiedades tasadas).

Uso de Valores Actuales Netos

Debe entenderse claramente que los VAN contenidos en este documento no representan una opinión de GCA en cuanto al valor de mercado de la propiedad en cuestión, ni ningún interés en ella.

Al evaluar un valor de mercado probable, sería necesario tener en cuenta una serie de factores adicionales que incluyen el riesgo de reservas (es decir, que las reservas Probadas y/o Probables y/o Posibles no se pueden realizar dentro del plazo previsto para su explotación); las percepciones de riesgo económico y soberano, incluido el cambio potencial en las regulaciones; potencial alza, otros beneficios, gravámenes o cargos que puedan pertenecer a un interés particular; y, el estado competitivo del mercado en el momento.

GCA no ha tomado en cuenta explícitamente tales factores al derivar los VAN presentados en este documento.

Calificaciones

Durante la realización de este estudio, GCA no ha detectado la existencia de ningún conflicto de interés. Como consultora independiente, GCA proporciona asesoramiento técnico, comercial y estratégico imparcial dentro del sector de la energía. La remuneración de GCA no ha dependido en modo alguno del contenido de este informe.

En la preparación de este documento, GCA ha mantenido, y continúa manteniendo, una estricta relación consultor-cliente independiente con VISTA. Además, la administración y los empleados de GCA no tienen interés en ninguno de los activos evaluados o relacionados con el análisis realizado, como parte de este informe.

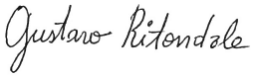
Los miembros del personal que prepararon este informe poseen calificaciones profesionales y educativas apropiadas y tienen los niveles de experiencia necesarios para realizar el trabajo.

Notificación

Este documento es confidencial y ha sido preparado para el uso exclusivo del Cliente o de las partes aquí mencionadas. No se puede distribuir ni poner a disposición, en su totalidad o en parte, a ninguna otra compañía o persona sin el conocimiento previo y el consentimiento por escrito de Gaffney, Cline & Associates (GCA). Ninguna persona o empresa que no sean aquellas para las que está destinado puede depender directa o indirectamente de su contenido. GCA actúa solo como asesor y, en la máxima medida permitida por la ley, se exime de toda responsabilidad por las acciones o pérdidas derivadas de cualquier dependencia real o supuesta de este documento (o cualquier otra declaración u opinión de GCA) por parte del Cliente o por cualquier otra persona o entidad.

Atentamente,

Gaffney, Cline & Associates



Gerente de Proyecto
Gustavo Ritondale, Gerente de Proyecto

Revisado por
Roberto Wainhaus, Director Técnico

Apéndices

Apéndice I	Definición de Reservas bajo normas SEC
Apéndice II	Reservas y Flujo de fondos en Participación (WI)
Apéndice III	Glosario Estándar

Apéndice I

Definición de Reservas SEC

U.S. SECURITIES AND EXCHANGE COMMISSION (SEC)
MODERNIZATION OF OIL AND GAS REPORTING[1]

Definiciones y Reporte de reservas de Gas y Petróleo

a) Definiciones

(1) Adquisición de propiedades. Costos incurridos para comprar, arrendar o adquirir una propiedad, incluyendo costos de acceso a superficie y costos asociados a opciones de compra o arrendamiento de áreas, la porción de los costos asociados a los minerales, incluidos los costos asociados a los derechos sobre los hidrocarburos, honorarios, honorarios de corredores, honorarios de registro, costos legales y otros costos incurridos en la adquisición de propiedades.

(2) Reservorio análogo. Los reservorios análogos, tal como se utilizan en las evaluaciones de recursos, poseen propiedades similares de rocas, fluidos, las condiciones de reservorio (profundidad, temperatura y presión) y mecanismos de drenaje, pero normalmente se encuentran en una etapa de desarrollo más avanzada que el reservorio de interés y, por lo tanto, pueden proporcionar conceptos para ayudar en la interpretación con datos limitados y asistir en la estimación de la recuperación. Cuando se utiliza para soportar reservas probadas, un "reservorio análogo" se refiere a un reservorio que comparte las siguientes características con el reservorio de interés:

(i) Misma formación geológica (pero no necesariamente en comunicación de presión con el reservorio de interés);

(ii) Mismo entorno de deposición;

(iii) Estructura geológica similar; y

(iv) El mismo mecanismo de drenaje.

Instrucción al párrafo a) (2): Las propiedades del reservorio no deben ser, en conjunto, más favorables en el análogo que en el reservorio de interés.

(3) Bitumen. El bitúmen, a veces conocido como bitumen natural, es petróleo en un estado sólido o semisólido en depósitos naturales con una viscosidad superior a 10.000 centipoise, medida a temperatura original en el depósito y presión atmosférica, sobre una base libre de gas. En su estado natural generalmente contiene azufre, metales y otros no hidrocarburos.

(4) Condensado. El condensado es una mezcla de hidrocarburos que existe en la fase gaseosa en temperatura y presión del depósito original, pero que, cuando se produce, se encuentra en fase líquida a presión y temperatura de superficie.

(5) Estimación deterministica. El método de estimación de reservas o recursos se denomina determinístico cuando se utiliza un único valor para cada parámetro (a partir de datos de geociencia, de ingeniería o económicos) en el cálculo de reservas durante el procedimiento de estimación de reservas.

(6) Reservas de petróleo y gas Deserrolladas. Las reservas desarrolladas de petróleo y gas son reservas de cualquier categoría que se esperan recuperar de:

1 Translated after extracted from 17 CFR Parts 210, 211, 229, and 249 [Release Nos. 33-8995; 34-59192; FR-78; File No. S7-15-08] RIN 3235-AK00].

(i) A través de pozos existentes con equipos y métodos de operación existentes o en los que el costo del equipo requerido sea relativamente menor en comparación con el costo de un pozo nuevo; y

(ii) A través de equipos de extracción instalados e infraestructura en estado operativo en el momento de la estimación de las reservas si la extracción no implica un pozo.

(7) Costos de desarrollo. Costos incurridos para obtener acceso a las reservas probadas y para proporcionar instalaciones para extraer, tratar, recolectar y almacenar el petróleo y el gas. Más específicamente, los costos de desarrollo, incluida la depreciación y los costos operativos aplicables de los equipos e instalaciones de apoyo y otros costos de las actividades de desarrollo, son los costos incurridos para:

(i) Obtener acceso y preparar locaciones de pozos para la perforación, incluida la inspección de locaciones de pozos con el fin de determinar locaciones específicas de perforación de desarrollo, despejar terreno, drenaje, construcción de carreteras y reubicación de los caminos de acceso, las líneas de gas y las líneas eléctricas, en la medida necesaria en el desarrollo de las reservas probadas.

(ii) Perforar y equipar pozos de desarrollo, pozos estratigráficos de desarrollo y pozos de servicio, incluidos los costos de plataformas y equipamiento de pozos como cañerías, tuberías, equipos de bombeo y ensamblaje de cabezales de pozo.

(iii) Adquirir, construir e instalar instalaciones de producción incluyendo alquiler de ductos, separadores, tratadores, calentadores, colectores, dispositivos de medición y tanques de almacenamiento de producción, plantas de reciclado de gas y procesamiento de gas natural, y sistemas asociados al uso y disposición de efluentes y desechos.

(iv) Proporcionar mecanismos de recuperación asistida.

(8) Proyecto de desarrollo. Un proyecto de desarrollo es el medio por el cual los recursos petroleros se llevan al estado de producibilidad económica. Como ejemplos, el desarrollo de un único reservorio o campo, un desarrollo incremental en un campo o el desarrollo integrado de un grupo de varios campos e instalaciones asociadas a una propiedad común pueden constituir un proyecto de desarrollo.

(9) Pozo de Desarrollo. Un pozo perforado dentro del área probada de un reservorio de petróleo o gas a la profundidad de un horizonte estratigráfico conocido por ser productivo.

(10) Económicamente producible. El término económicamente producible, en lo que se refiere a un recurso, significa un recurso que genera ingresos que exceden, o se espera razonablemente que excedan, los costos de la operación. El valor de los productos que generen ingresos se determinará en el punto de entrega de la producción de petróleo y gas, tal como se define en el ítem a) 16, de esta sección.

(11) Recuperación final estimada (EUR). La recuperación final estimada es la suma de las reservas a partir de una fecha determinada y la producción acumulada a partir de esa fecha.

(12) Costos de exploración. Costos incurridos asociados a la identificación de áreas que pueden justificar la prospección y en asociados a la identificación de áreas específicas que se consideran que puedan poseer prospectos de reservas de petróleo y gas, incluidos los costos de perforación de pozos exploratorios y

1 Translated after extracted from 17 CFR Parts 210, 211, 229, and 249 [Release Nos. 33-8995; 34-59192; FR-78; File No. S7-15-08] RIN 3235-AK00].

pozos estratigráficos de tipo exploratorio. Los costos de exploración pueden ser incurridos tanto antes de adquirir la propiedad relacionada (a veces denominados costos de prospección) como después de adquirir la propiedad. Los principales costos de exploración, que incluyen la depreciación y los costos operativos aplicables de equipos de soporte y otros costos de las actividades de exploración, son:

(i) Costos de estudios topográficos, geográficos y geofísicos, derechos de acceso a la propiedad para llevar a cabo esos estudios, y salarios y otros gastos de geólogos, cuadrillas geofísicas u otros gastos de personal asociados a la realización de esos estudios. Colectivamente, estos costos a veces se conocen como costos geológicos y geofísicos o costos de "G&G".

(ii) Costos asociados a la perpetuidad y retención de propiedades no desarrolladas, tales como alquileres diferidos, impuestos ad valorem sobre propiedades, costos legales asociados a títulos de propiedad y el mantenimiento de registros de tierras y arrendamientos.

(iii) Pagos asociados a pozos estériles y pagos asociados a perforaciones a profundidad de fondo de pozo.

(iv) Costos de perforación y equipamiento de pozos exploratorios.

v) Costos de perforación de pozos estratigráficos de tipo exploratorio.

(13) Pozo exploratorio. Un pozo exploratorio es un pozo perforado para encontrar un nuevo yacimiento o para encontrar un nuevo reservorio en un yacimiento que se había encontrado anteriormente para ser declarado productivo de petróleo o gas en otro reservorio. Generalmente, un pozo exploratorio es cualquier pozo que no es un pozo de desarrollo, un pozo de extensión, un pozo de servicio, o un pozo estratigráfico, con los elementos definidos en esta sección.

(14) Pozo de extensión. Un pozo de extensión es un pozo perforado para extender los límites de un reservorio conocido.

(15) Yacimiento. Área que consta de un único reservorio o de varios reservorios todos agrupados o relacionados a la misma característica estructural geológica y/o condición estratigráfica. Puede haber dos o más reservorios en un yacimiento separados verticalmente por estratos impermeables, o lateralmente por barreras geológicas locales, o por ambos. Los yacimientos asociados a campos superpuestos o adyacentes pueden tratarse como un yacimiento único. Los términos geológicos "característica estructural" y "condición estratigráfica" están destinados a identificar características geológicas locales en comparación con términos más amplios asociados a cuencas, tendencias, provincias, áreas de interés, etc.

(16) Actividades de producción de petróleo y gas.

(i) Las actividades de producción de petróleo y gas incluyen:

(A) La búsqueda de petróleo crudo, incluyendo el condensado y líquidos asociados al gas natural, o gas natural ("petróleo y gas") en sus estados naturales y lugar original;

(B) La adquisición de derechos de propiedad o propiedades con el fin de actividad futura de exploración o con el propósito de extracción del petróleo o gas de dichas propiedades;

1 Translated after extracted from 17 CFR Parts 210, 211, 229, and 249 [Release Nos. 33-8995; 34-59192; FR-78; File No. S7-15-08] RIN 3235-AK00].

(C) Las actividades de construcción, perforación y producción necesarias para recuperar petróleo y gas de sus depósitos naturales, incluida la adquisición, construcción, instalación y mantenimiento de sistemas de recolección y almacenamiento, tales como:

(1) Levantamiento el petróleo y el gas a la superficie; y

(2) Recolección, tratamiento y procesamiento de campo (así como en el caso del gas de procesamiento para extracción de hidrocarburos líquidos); y

(D) Extracción de hidrocarburos para la venta, en estado sólido, líquido o gaseoso, de arenas petrolíferas, de arcillas (depósitos tipo “shale”), carbón u otros recursos naturales no renovables destinados a ser transformados en petróleo o gas sintético, y actividades emprendidas asociadas a la cextracción.

Instrucción 1 al apartado 16, i): Se considerará que la función de producción de petróleo y gas termina en un "punto terminal", que es la válvula de salida de la propiedad o tanque de almacenamiento. Si existen circunstancias físicas u operativas inusuales, puede ser apropiado considerar como punto terminal para la función de producción a:

a. El primer punto en el que los líquidos de petróleo, gas o gas, naturales o sintéticos, se entregan a un gasoducto principal, a un transportista común, a una refinería o a una terminal marina; y

b. En el caso de los recursos naturales destinados a la elaboración de petróleo o gas sintético, si esos recursos naturales se entregan a un comprador antes de ser elaborados, el primer punto en el que los recursos naturales se entregan a un gasoducto principal, a un transportista, a una refinería, a una terminal marítima o una instalación que transforme dichos recursos naturales en petróleo sintético o gas.

Instrucción 2 al párrafo a) 16) i): A los efectos del presente párrafo a) 16, se entenderá por hidrocarburos vendibles los hidrocarburos que se puedan vender en el estado en que se suministran los hidrocarburos.

(ii) Las actividades de producción de petróleo y gas no incluyen:

(A) Transporte, refinación o comercialización de petróleo y gas;

B) Procesamiento de petróleo, gas o recursos naturales producidos que puedan ser transformados en petróleo sintético o gas por un solicitante de registro que no tenga el derecho legal de producir o un interés en ingresos asociados a esa producción;

(C) Actividades relacionadas con la producción de recursos naturales distintos del petróleo, el gas o los recursos naturales de los que se pueda extraer petróleo y gas sintético; o

(D) Producción de vapor geotérmico.

(17) Reservas Posibles. Las reservas posibles son reservas adicionales que poseen menor certeza de ser recuperadas que las reservas probables.

1 Translated after extracted from 17 CFR Parts 210, 211, 229, and 249 [Release Nos. 33-8995; 34-59192; FR-78; File No. S7-15-08] RIN 3235-AK00].

i) Cuando se utilizan métodos determinísticos, las cantidades totales recuperadas en última instancia de un proyecto tienen una baja probabilidad de superar las reservas probadas más las probables más las posibles. Cuando se utilizan métodos probabilísticos, debe haber al menos un 10% de probabilidad de que las cantidades totales recuperadas en última instancia sean iguales o superiores a las estimaciones probadas más probables más las posibles.

(ii) Las reservas posibles pueden asignarse a áreas de un reservorio adyacentes a reservas probables en las que el control de datos y las interpretaciones de los datos disponibles sean progresivamente menos seguros. Con frecuencia, esto será en áreas donde los datos de geociencia e ingeniería son incapaces de definir claramente el área y los límites verticales de la producción comercial desde el reservorio para un proyecto definido.

(iii) Las reservas posibles también incluyen cantidades incrementales asociadas con un factor de recuperación superior al asociado a las reservas probables.

(iv) Las estimaciones probadas más probables y probadas más probables más las posibles deben basarse en interpretaciones técnicas y comerciales razonables dentro del reservorio o proyecto objeto de investigación y claramente documentadas, pudiendo incluir comparaciones con proyectos similares exitosos.

(v) Se podrán asignar reservas posibles cuando los datos de geociencia e ingeniería identifiquen partes directamente adyacentes de un reservorio dentro de la misma acumulación separado de las áreas probadas por fallas con desplazamiento inferior al espesor de la formación u otra discontinuidad geológica y que no han sido penetradas por un pozo, y analista estima que tales porciones adyacentes están en comunicación con el reservorio conocido (probado). Las reservas posibles pueden asignarse a áreas estructuralmente más altas o más bajas a la zona probada si estas áreas están en comunicación con el reservorio probado.

(vi) De conformidad con el párrafo a) 22) (iii) de esta sección, cuando la observación directa haya definido la elevación más alta del petróleo conocido (HKO) y exista la posibilidad de un casquete de gas asociado, las reservas de petróleo probadas deben asignarse en las porciones estructuralmente más altas del reservorio por encima del HKO sólo si el contacto más alto se puede establecer con una certeza razonable a través de tecnología confiable. Las áreas del reservorio que no cumple con este criterio de certeza razonable podrá asignarse como probables y posible en función de las propiedades del fluido y las interpretaciones del gradiente de presiones.

(18) Reservas probables. Las reservas probables son aquellas reservas adicionales que son menos seguras de reservas recuperadas que las probadas, pero que, sumadas a las reservas probadas, son tan ciertas a ser recuperadas como a no serlo.

i) Cuando se utilizan métodos determinísticos, se posee la misma certeza que las cantidades restantes a recuperarse excedan la suma de las reservas probadas y probables. Cuando se utilizan métodos probabilísticos, debe haber al menos un 50% de probabilidad de que las

1 Translated after extracted from 17 CFR Parts 210, 211, 229, and 249 [Release Nos. 33-8995; 34-59192; FR-78; File No. S7-15-08] RIN 3235-AK00].

cantidades recuperadas sean iguales o superiores a las reservas probadas más las reservas probables.

(ii) Las reservas probables podrán asignarse a áreas de un reservorio adyacentes a reservas probadas en las que el control de datos o las interpretaciones de los datos disponibles sean menos seguros, incluso si la continuidad de la estructura o productividad del reservorio interpretado no cumple con el criterio de certeza razonable. Las reservas probables pueden asignarse a áreas que son estructuralmente más altas que el área probada si estas áreas están en comunicación con el reservorio probado.

(iii) Las estimaciones de reservas probables también incluyen posibles cantidades incrementales asociadas a un factor de recuperación mayor al asociado a las reservas probadas.

(iv) Véanse también las directrices de los párrafos a) 17) iv) y a) 17) vi) de esta sección.

(19) Estimación probabilística. El método de estimación de reservas o recursos se denomina probabilístico cuando se utiliza el rango completo de valores que podrían ocurrir en cada parámetro desconocido (a partir de los datos de geociencia e ingeniería) para generar un rango completo de resultados y probabilidades asociadas.

(20) Costos de producción.

(i) Costos incurridos para operar y mantener pozos y equipos e instalaciones, depreciación y costos de operación aplicables de equipos e instalaciones de apoyo y otros costos de operación y mantenimiento de esos pozos y equipos e instalaciones, forman parte del costo del petróleo y el gas producido. Ejemplos de costos de producción (a veces llamados costos de levantamiento) son:

(A) Costos de mano de obra para operar los pozos y equipos e instalaciones relacionados.

(B) Costos de reparaciones y mantenimiento.

(C) Materiales, suministros, combustible consumido y suministros utilizados en el funcionamiento de los pozos y equipos e instalaciones relacionados.

(D) Impuestos sobre la propiedad y seguros aplicables a propiedades y pozos probados y equipos e instalaciones relacionados.

(E) Impuestos estatales asociados a la producción de hidrocarburos.

(ii) Algunos equipos o instalaciones de apoyo pueden ser usados en dos o más actividades y también pueden asociarse a actividades de transporte, refinación y marketing. En la medida en que los equipos e instalaciones de apoyo se utilicen en actividades de producción de petróleo y gas, su depreciación y los costos de operación aplicables se convierten en costos de exploración, desarrollo o producción, según corresponda. La depreciación, el agotamiento y la amortización de los costos de adquisición, exploración y desarrollo capitalizados no son costos de producción, sino que forman parte del costo del petróleo y el gas producidos junto con los costos de producción (levantamiento) identificados anteriormente.

1 Translated after extracted from 17 CFR Parts 210, 211, 229, and 249 [Release Nos. 33-8995; 34-59192; FR-78; File No. S7-15-08] RIN 3235-AK00].

(21) Área probada. La parte de una propiedad a la que se le han asignado reservas probadas

(22) Reservas probadas de petróleo y gas. Las reservas probadas de petróleo y gas son esas cantidades de petróleo y gas, que, mediante el análisis de datos de geociencia e ingeniería, se puede estimar con certeza razonable que son económicamente producible, a partir de una fecha determinada, de los reservorios conocidos y en las condiciones económicas existentes, los métodos de operación y regulaciones de gobierno y durante el tiempo de vigencia de los contratos que garantizan el derecho de operación, a menos que la evidencia indique que la renovación es razonablemente cierta, e independientemente de si se utilizaran métodos determinísticos o probabilísticos. El proyecto de extracción de los hidrocarburos debe haber comenzado o el operador debe estar razonablemente seguro de que iniciará el proyecto en un plazo razonable.

El área del reservorio considerada como probada incluye:

(A) El área identificada por perforación y delimitada por los contactos de fluidos, si los hubiere, y

(B) Partes adyacentes no perforadas del depósito que, con certeza razonable, pueden considerarse contínuas y contener petróleo o gas económicamente producible sobre la base de los datos disponibles de geociencia e ingeniería.

(ii) A falta de datos sobre contactos fluidos, las cantidades probadas en un reservorio están limitadas por la posición estructural más baja comprobada con hidrocarburos (LKH) observado en un pozo a menos que los datos de geociencia, ingeniería o tecnología confiable establezcan un contacto más bajo con certeza razonable.

(iii) Cuando la observación directa de la perforación de pozos haya definido una elevación más alta conocida del petróleo (HKO) y exista la posibilidad de un casquete de gas asociado, las reservas de petróleo probadas sólo podrán asignarse en las porciones estructuralmente más altas del reservorio si a partir de datos de geociencia, datos de ingeniería y tecnología confiable establecen un contacto estructuralmente más alto con certeza razonable.

(iv) Las reservas que pueden producirse económicamente mediante la aplicación de técnicas de recuperación mejoradas (incluidas, entre otras, la inyección de fluidos) se incluyen en la clasificación comprobada cuando:

(A) Pruebas exitosas realizadas por un proyecto piloto en un área del reservorio con propiedades no más favorables que en el reservorio en su conjunto, el funcionamiento de un programa instalado en el reservorio o un reservorio análogo, u otras pruebas que utilicen tecnología confiable establece la certeza razonable del análisis de ingeniería en el que se basó el proyecto o programa; y

(B) El proyecto ha sido aprobado para su desarrollo por todas las partes y entidades necesarias, incluidas las entidades gubernamentales.

(v) Las condiciones económicas existentes incluyen los precios y los costos a los que la condición de producibilidad económica del reservorio se está por determinar. El precio será el precio promedio durante el período de 12 meses anterior a la fecha de finalización del período cubierto por el informe, determinado como un promedio aritmético no ponderado del precio

1 Translated after extracted from 17 CFR Parts 210, 211, 229, and 249 [Release Nos. 33-8995; 34-59192; FR-78; File No. S7-15-08] RIN 3235-AK00].

del primer día del mes para cada mes dentro de dicho período, a menos que los precios sean acuerdos contractuales, excluyendo escalamientos basados en condiciones futuras.

(23) Propiedades probadas. Propiedades con reservas probadas.

(24) Certeza razonable. Si se utilizan métodos determinísticos, la certeza razonable significa un alto grado de confianza en que las cantidades se recuperarán. Si se utilizan métodos probabilísticos, debe haber al menos un 90% de probabilidad de que las cantidades realmente recuperadas sean iguales o superiores a la estimación. Existe un alto grado de confianza si es mucho más probable que se alcance la cantidad de que no, y, cuando al contar con mayor disponibilidad de datos de geociencia (geológica, geofísica y geoquímica) de ingeniería y económicos, la estimación final de recuperación (EUR) con el tiempo es mucho más probable que se incremente de que se reduzca.

(25) Tecnología fiable. La tecnología confiable es una agrupación de una o más tecnologías (incluidos los métodos computacionales) que han sido probados en campo y se ha demostrado que proporciona resultados razonablemente seguros con consistencia y repetibilidad en la formación que se está evaluando o en una formación análoga.

(26) Reservas. Son las cantidades remanentes de petróleo y gas y sustancias asociadas que se espera recuperar en condiciones económicamente producibles, a partir de una fecha determinada, mediante la aplicación de proyectos de desarrollo en reservorios conocidos. Además, debe existir, o debe haber una expectativa razonable en el derecho legal a producir o de una participación de los ingresos asociados a la producción, además de los medios para entregar el petróleo y gas o sustancias asociadas al mercado, todos los permisos y el financiamiento necesario para ejecutar el proyecto.

Nota del apartado a) 26): Las reservas no deben asignarse a depósitos adyacentes aislados por fallas mayores, potencialmente selladas, hasta que esos reservorios sean penetrados y evaluados como económicamente producibles. Las reservas no deben asignarse a áreas claramente separadas de una acumulación conocida por un reservorio no productivo (es decir, ausencia de reservorio, reservorio estructuralmente bajo o resultados negativos de las pruebas). Estas áreas pueden contener recursos prospectivos (es decir, recursos potencialmente recuperables de acumulaciones no descubiertas).

(27) Reservorio. Una formación subterránea porosa y permeable que contiene una acumulación natural de petróleo y/o gas producible que está confinado por barreras impermeables de roca o agua e independiente y separado de otros reservorios.

(28) Recursos. Cantidades de petróleo y gas estimadas en acumulaciones naturales. Una parte de los recursos es recuperable y otra parte puede considerarse irrecuperable. Los recursos incluyen acumulaciones descubiertas y no descubiertas.

(29) Pozo de servicio. Un pozo perforado o completado con el propósito de apoyar la producción en un campo existente. Los objetivos específicos de los pozos de servicio incluyen la inyección de gas, la inyección de agua, la inyección de vapor, la inyección de aire, la eliminación de agua salada, el suministro de agua para inyección, la observación o la inyección para la combustión in situ.

(30) Pozo estratigráfico. Un pozo de prueba estratigráfica es una perforación, dirigido geológicamente, para obtener información relativa a una condición geológica específica. Estos pozos habitualmente se perforan sin la intención de ser completados para la producción de hidrocarburos. La clasificación también

1 Translated after extracted from 17 CFR Parts 210, 211, 229, and 249 [Release Nos. 33-8995; 34-59192; FR-78; File No. S7-15-08] RIN 3235-AK00].

incluye pruebas identificadas como pruebas básicas y todos los tipos de pozos relacionados con la exploración de hidrocarburos. Las pruebas estratigráficas se clasifican como "tipo exploratorio" si no se perforan en un área conocida o "tipo de desarrollo" si se perforan en un área conocida.

(31) Reservas de petróleo y gas no desarrolladas. Las reservas de petróleo y gas no desarrolladas son reservas de cualquier categoría que se esperan recuperar de nuevos pozos en áreas no desarrolladas, o de pozos existentes donde se requiere un gasto relativamente importante de recompletación.

(i) Las reservas sobre superficies no perforadas se limitarán a las directamente lindantes con áreas donde existe una certeza razonable obtener producción al desarrollarse, a menos que existan pruebas que utilicen tecnología confiable que establezcan una certeza razonable de la producibilidad económica a mayores distancias.

(ii) Las ubicaciones no perforadas pueden clasificarse como reservas no desarrolladas sólo si existe un plan que indique que los pozos están programados para ser perforados dentro de los cinco años, a menos que las circunstancias específicas, justifiquen un tiempo más largo.

(iii) En ningún caso las estimaciones de reservas no desarrolladas serán atribuibles a superficies para la que se contemple una aplicación de inyección de fluidos u otra técnica de recuperación mejorada, a menos que dichas técnicas hayan sido probadas proyectos en el mismo reservorio o a un reservorio análogo, tal como se define en el párrafo a) 2) de esta sección, o mediante otras pruebas que utilicen tecnología confiable y que establezcan una certeza razonable.

(32) Propiedades no probadas. Propiedades sin reservas probadas.

1 Translated after extracted from 17 CFR Parts 210, 211, 229, and 249 [Release Nos. 33-8995; 34-59192; FR-78; File No. S7-15-08] RIN 3235-AK00].

Gaffney, Cline & Associates

Apéndice II

Reservas y Flujo de Fondos en Participación

Vista Oil & Gas S.A.
13 de Febrero de 2019

Resumen de las reservas en Participación (WI) por concesión

Las siguientes tablas resumen los volúmenes de reservas y el test de límite económico para cada categoría de reservas de cada concesión. Los volúmenes de gas se expresan a la potencia calórica del gas del separador en condiciones estándar.

Tabla 4

Volúmenes de Reservas en Participación (WI)

Yacimiento	Reservas en Participación (WI)								
	Comprobadas Desarrolladas			Comprobadas No Desarrolladas			Total Comprobadas		
	Líquidos	Ventas + Consumo Gas	Ventas de Gas	Líquidos	Ventas + Consumo Gas	Ventas de Gas	Líquidos	Ventas + Consumo Gas	Ventas de Gas
	MBbl	MMcf	MMcf	MBbl	MMcf	MMcf	MBbl	MMcf	MMcf
Acambuco	46	2,305	2,215	0	0	0	46	2,305	2,215
Bajada del Palo Oeste_NOC	0	0	0	1,919	1,282	1,282	1,919	1,282	1,282
Bajada del Palo Oeste	2,172	35,293	33,704	1,289	22,591	22,591	3,461	57,885	56,296
Bajada del Palo Este	1,095	7,509	7,155	389	1,477	1,477	1,484	8,986	8,632
Coirón Amargo Norte	475	759	304	0	0	0	475	759	304
Coirón Amargo Suroeste	42	21	21	1,116	564	564	1,158	585	585
Charco del Palenque	625	805	786	514	464	464	1,139	1,269	1,250
Jarilla Quemada	9	2,261	1,719	0	0	0	9	2,261	1,719
Entra Lomas RN	8,248	37,906	23,146	351	568	568	8,599	38,474	23,713
Entra Lomas NQ	2,218	5,207	2,253	178	319	319	2,396	5,526	2,572
Jaguel de los Machos	4,896	8,417	7,996	536	542	515	5,432	8,959	8,511
25 de Mayo-Medanito SE	7,270	2,897	1,986	774	414	304	8,044	3,312	2,290
Total	**27,096**	**103,382**	**81,286**	**7,066**	**28,222**	**28,084**	**34,162**	**131,603**	**109,370**

* Gas en condición estandar

Notas:

1. Ventas + Consumo de Gas incluye las ventas y el consumo de gas en las operaciones de campo.

2. Las regalías a pagar a las Provincias no se han deducido de las reservas en participación (WI)informadas.

Los volúmenes de hidrocarburos líquidos representan el petróleo crudo y el condensado a ser obtenidos de la separación en campo y la gasolina y el LPG a ser obtenidos del procesamiento en planta y se informan en miles de barriles (MBbl). Los volúmenes de gas natural representan las ventas de gas esperadas más el combustible consumido en campo y se informan en miles de millones (10^6) de pies cúbicos estándar (Bcf) en condición estándar de 14.7 psia y 60° F

Los volúmenes de ventas de reservas de gas se basan en contratos firmes y existentes, o en la expectativa razonable de un contrato o en la expectativa razonable de que dichos contratos de venta de gas existentes se renovarán en condiciones similares en el futuro.

Comprobadas Desarrolladas en Producción

Tabla 5

VISTA OIL & GAS S.A.

Resúmen de Ingresos Futuros en Participacion para las Reservas Comprobadas Desarrolladas

A Diciembre 31, 2018

	Ventas Brutas (Gross)			Ventas en Participación (WI)		
Yacimiento	**Petróleo, C5+, y Condensado**	**Ventas de Gas**	**LPG**	**Petróleo, C5+, y Condensado**	**Ventas de Gas**	**LPG**
	MBbl	MMcf	MTons	MBbl	MMcf	MTons
Acambuco	3,075	147,678	0.0	46	2,215	0.0
Bajada del Palo Oeste_NOC	0	0	0.0	0	0	0.0
Bajada del Palo Oeste	2,172	33,704	0.0	2,172	33,704	0.0
Bajada del Palo Este	1,019	7,155	6.5	1,019	7,155	6.5
Coirón Amargo Norte	792	507	0.0	475	304	0.0
Coirón Amargo Suroeste	398	201	0.0	42	21	0.0
Charco del Palenque	590	786	3.0	590	786	3.0
Jarilla Quemada	9	1,719	0.0	9	1,719	0.0
Entra Lomas RN	7,377	23,146	74.2	7,377	23,146	74.2
Entra Lomas NQ	2,153	2,253	5.6	2,153	2,253	5.6
Jaguel de los Machos	4,896	7,996	0.0	4,896	7,996	0.0
25 de Mayo-Medanito SE	7,270	1,986	0.0	7,270	1,986	0.0
Total	**29,751**	**227,132**	**89**	**26,048**	**81,286**	**89**

* Gas en condición estandar

Yacimiento	Ingresos Ventas Futuras	Regalías	Costs Operativos	Otros Costos	Ingresos Brutos	Costos de Capital	Costos de Abandono	Cashflow Antes de Impuestos	Impuestos por Ganancias	Cashflow Después de Impuestos	Valor Presente Neto 10%
	MMUS$	MMUS$	MMUS$	MMUS$	MMUS$	MMUS$	MMUS$	MMUS$	MMUS$	MMUS$	MMUS$
Acambuco	14	-2	-2	0	0	0	0	10	-2	7	5
Bajada del Palo Oeste_NOC	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Bajada del Palo Oeste	300	-47	-87	0	-10	-2	-2	153	-33	120	88
Bajada del Palo Este	103	-16	-38	0	-3	-2	-2	41	-9	33	25
Coirón Amargo Norte	33	-5	-16	0	-1	-1	0	9	-2	8	6
Coirón Amargo Suroeste	3	0	-1	0	0	0	0	2	0	1	1
Charco del Palenque	43	-8	-21	0	-1	-1	-3	9	-2	6	6
Jarilla Quemada	9	-2	-5	0	0	0	-1	2	0	1	1
Entra Lomas RN	622	-93	-307	0	-20	-33	-14	154	-38	116	89
Entra Lomas NQ	153	-23	-59	0	-5	0	-10	56	-16	40	34
Jaguel de los Machos	360	-54	-72	0	-12	0	-1	221	-52	169	131
25 de Mayo-Medanito SE	481	-72	-146	0	-16	-1	-3	243	-56	187	140
Total	**2,120**	**(322)**	**(754)**	**0**	**(68)**	**-41**	**(35)**	**900**	**(211)**	**690**	**526**

Gaffney, Cline & Associates

Total Comprobadas (1P)

Table 6

VISTA OIL & GAS S.A.

Resúmen de Ingresos Futuros en Participacion para las Reservas Total Comprobadas

A Deciembre 31, 2018

	Ventas Brutas (Gross)			Ventas en Participación (WI)		
Yacimiento	**Petróleo, C5+, y Condensado**	**Ventas de Gas**	**LPG**	**Petróleo, C5+, y Condensado**	**Ventas de Gas**	**LPG**
	MBbl	MMcf	MTons	MBbl	MMcf	MTons
Acambuco	3,075	147,678	0.0	46	2,215	0.0
Bajada del Palo Oeste_NOC	1,919	1,282	0.0	1,919	1,282	0.0
Bajada del Palo Oeste	3,461	56,296	0.0	3,461	56,296	0.0
Bajada del Palo Este	1,393	8,632	7.7	1,393	8,632	7.7
Coirón Amargo Norte	792	507	0.0	475	304	0.0
Coirón Amargo Suroeste	10,968	5,542	0.0	1,158	585	0.0
Charco del Palenque	1,084	1,250	4.7	1,084	1,250	4.7
Jarilla Quemada	9	1,719	0.0	9	1,719	0.0
Entra Lomas RN	7,716	23,713	75.3	7,716	23,713	75.3
Entra Lomas NQ	2,325	2,572	6.0	2,325	2,572	6.0
Jaguel de los Machos	5,432	8,511	0.0	5,432	8,511	0.0
25 de Mayo-Medanito SE	8,044	2,290	0.0	8,044	2,290	0.0
Total	**46,219**	**259,993**	**94**	**33,063**	**109,370**	**94**

* Gas en condición estandar

Yacimiento	**Ingresos Ventas Futuras**	**Regalías**	**Costs Operativos**	**Otros Costos**	**Ingresos Brutos**	**Costos de Capital**	**Costos de Abandono**	**Cashflow Antes de Impuestos**	**Impuestos por Ganancias**	**Cashflow Después de Impuestos**	**Valor Presente Neto 0.1**
	MMUS$	MMUS$	MMUS$	MMUS$	MMUS$	MMUS$	MMUS$	MMUS$	MMUS$	MMUS$	MMUS$
Acambuco	14	-2	-2	0	0	0	0	10	-2	7	5
Bajada del Palo Oeste_NOC	132	-16	-14	0	-4	-35	0	62	-16	46	25
Bajada del Palo Oeste	492	-77	-120	0	-16	-49	-2	230	-52	178	119
Bajada del Palo Este	135	-21	-43	0	-4	-15	-2	50	-11	39	27
Coirón Amargo Norte	33	-5	-16	0	-1	-1	0	9	-2	8	6
Coirón Amargo Suroeste	79	-9	-15	0	-2	-34	0	18	-4	13	1
Charco del Palenque	79	-15	-27	0	-3	-18	-3	14	-3	10	7
Jarilla Quemada	9	-2	-5	0	0	0	-1	2	0	1	1
Entra Lomas RN	647	-97	-312	0	-21	-43	-14	161	-40	121	91
Entra Lomas NQ	166	-25	-62	0	-5	-6	-10	58	-16	42	34
Jaguel de los Machos	397	-60	-76	0	-13	-8	-1	239	-57	182	140
25 de Mayo-Medanito SE	532	-80	-152	0	-17	-14	-3	266	-62	204	151
Total	**2,714**	**(408)**	**(843)**	**0**	**(87)**	**(223)**	**(35)**	**1,119**	**(267)**	**852**	**608**

TABLA 7.1 **ACA**

Resúmen de Ingresos Futuros en Participación para las Reservas Comprobadas Desarrolladas

a la fecha
DECIEMBRE 31, 2018
para
ACAMBUCO
en
ARGENTINA
atribuibles a
VISTA OIL AND GAS

	Ventas Brutas (Gross)			Ventas en Participación (WI)			Precios Promedio			Ingresos							Cashflow		Cashflow
	Ventas de Petróleo C5+ y Condensado	Ventas de Gas	Ventas de LPG	Ventas de Petróleo C5+ y Condensado	Ventas de Gas	Ventas de LPG	Petróleo C5+ y Condensado	Gas	LPG	Ventas Futuras	Regalías	Costs Operativos	Otros Costos	Ingresos Brutos	Costos de Capital	Costos de Abandono	Antes de Impuestos	Impuestos por Ganancias	Después de Impuestos
	MBbl	MMcf	MTons	MBbl	MMcf	MTons	US$/bbl	US$/MMBTU	US$/Tn	MMUS$	MMUS$	MMUS$	MMUS$	MMUS$	MMUS$	MMUS$	MMUS$	MMUS$	MMUS$
2019	579	26.219	0,0	9	393	0,0	60,20	4,58	0,00	2	0	0	0	0	0	0	2	-1	1
2020	502	23.524	0,0	8	353	0,0	60,20	4,58	0,00	2	0	0	0	0	0	0	2	0	1
2021	438	21.017	0,0	7	315	0,0	60,20	4,58	0,00	2	0	0	0	0	0	0	1	0	1
2022	385	18.850	0,0	6	283	0,0	60,20	4,58	0,00	2	0	0	0	0	0	0	1	0	1
2023	342	16.918	0,0	5	254	0,0	60,20	4,58	0,00	2	0	0	0	0	0	0	1	0	1
2024	306	15.233	0,0	5	228	0,0	60,20	4,58	0,00	1	0	0	0	0	0	0	1	0	1
2025	274	13.648	0,0	4	205	0,0	60,20	4,58	0,00	1	0	0	0	0	0	0	1	0	1
2026	248	12.269	0,0	4	184	0,0	60,20	4,58	0,00	1	0	0	0	0	0	0	1	0	1
2027	0	0	0,0	0	0	0,0	60,20	4,58	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2028	0	0	0,0	0	0	0,0	60,20	4,58	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2029	0	0	0,0	0	0	0,0	60,20	4,58	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2030	0	0	0,0	0	0	0,0	60,20	4,58	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2031	0	0	0,0	0	0	0,0	60,20	4,58	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2032	0	0	0,0	0	0	0,0	60,20	4,58	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2033	0	0	0,0	0	0	0,0	60,20	4,58	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2034	0	0	0,0	0	0	0,0	60,20	4,58	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2035	0	0	0,0	0	0	0,0	60,20	4,58	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2036	0	0	0,0	0	0	0,0	60,20	4,58	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2037	0	0	0,0	0	0	0,0	60,20	4,58	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2038	0	0	0,0	0	0	0,0	60,20	4,58	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2039	0	0	0,0	0	0	0,0	60,20	4,58	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2040	0	0	0,0	0	0	0,0	60,20	4,58	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2041	0	0	0,0	0	0	0,0	60,20	4,58	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2042	0	0	0,0	0	0	0,0	60,20	4,58	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2043	0	0	0,0	0	0	0,0	60,20	4,58	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2044	0	0	0,0	0	0	0,0	60,20	4,58	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2045	0	0	0,0	0	0	0,0	60,20	4,58	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2046	0	0	0,0	0	0	0,0	60,20	4,58	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2047	0	0	0,0	0	0	0,0	60,20	4,58	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2048	0	0	0,0	0	0	0,0	60,20	4,58	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2049	0	0	0,0	0	0	0,0	60,20	4,58	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2050	0	0	0,0	0	0	0,0	60,20	4,58	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2051	0	0	0,0	0	0	0,0	60,20	4,58	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2052	0	0	0,0	0	0	0,0	60,20	4,58	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2053	0	0	0,0	0	0	0,0	60,20	4,58	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL	**3.075**	**147.678**	**0,0**	**46**	**2.215**	**0,0**				**14**	**-2**	**-2**	**0**	**0**	**0**	**0**	**10**	**-2**	**7**

* Gas en condición estandar

Present Worth (M U.S.$) at:	
10,00%	**5**
5,00%	**6**
15,00%	**5**
20,00%	**4**

TABLA 7.2 **ACA**

Resúmen de Ingresos Futuros en Participación para las Reservas Total Comprobadas

a la fecha
DECIEMBRE 31, 2018
para
ACAMBUCO
en
ARGENTINA
atribuibles a
VISTA OIL AND GAS

	Ventas Brutas (Gross)			Ventas en Participación (WI)			Precios Promedio			Ingresos							Cashflow		Cashflow
	Ventas de Petróleo C5+ y Condensado	Ventas de Gas	Ventas de LPG	Ventas de Petróleo C5+ y Condensado	Ventas de Gas	Ventas de LPG	Petróleo C5+ y Condensado	Gas	LPG	Ventas Futuras	Regalías	Costs Operativos	Otros Costos	Ingresos Brutos	Costos de Capital	Costos de Abandono	Antes de Impuestos	Impuestos por Ganancias	Después de Impuestos
	MBbl	MMcf	MTons	MBbl	MMcf	MTons	US$/bbl	US$/MMBTU	US$/Tn	MMUS$	MMUS$	MMUS$	MMUS$	MMUS$	MMUS$	MMUS$	MMUS$	MMUS$	MMUS$
2019	579	26.219	0,0	9	393	0,0	60,20	4,58	0,00	2	0	0	0	0	0	0	2	-1	1
2020	502	23.524	0,0	8	353	0,0	60,20	4,58	0,00	2	0	0	0	0	0	0	2	0	1
2021	438	21.017	0,0	7	315	0,0	60,20	4,58	0,00	2	0	0	0	0	0	0	1	0	1
2022	385	18.850	0,0	6	283	0,0	60,20	4,58	0,00	2	0	0	0	0	0	0	1	0	1
2023	342	16.918	0,0	5	254	0,0	60,20	4,58	0,00	2	0	0	0	0	0	0	1	0	1
2024	306	15.233	0,0	5	228	0,0	60,20	4,58	0,00	1	0	0	0	0	0	0	1	0	1
2025	274	13.648	0,0	4	205	0,0	60,20	4,58	0,00	1	0	0	0	0	0	0	1	0	1
2026	248	12.269	0,0	4	184	0,0	60,20	4,58	0,00	1	0	0	0	0	0	0	1	0	1
2027	0	0	0,0	0	0	0,0	60,20	4,58	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2028	0	0	0,0	0	0	0,0	60,20	4,58	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2029	0	0	0,0	0	0	0,0	60,20	4,58	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2030	0	0	0,0	0	0	0,0	60,20	4,58	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2031	0	0	0,0	0	0	0,0	60,20	4,58	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2032	0	0	0,0	0	0	0,0	60,20	4,58	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2033	0	0	0,0	0	0	0,0	60,20	4,58	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2034	0	0	0,0	0	0	0,0	60,20	4,58	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2035	0	0	0,0	0	0	0,0	60,20	4,58	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2036	0	0	0,0	0	0	0,0	60,20	4,58	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2037	0	0	0,0	0	0	0,0	60,20	4,58	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2038	0	0	0,0	0	0	0,0	60,20	4,58	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2039	0	0	0,0	0	0	0,0	60,20	4,58	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2040	0	0	0,0	0	0	0,0	60,20	4,58	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2041	0	0	0,0	0	0	0,0	60,20	4,58	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2042	0	0	0,0	0	0	0,0	60,20	4,58	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2043	0	0	0,0	0	0	0,0	60,20	4,58	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2044	0	0	0,0	0	0	0,0	60,20	4,58	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2045	0	0	0,0	0	0	0,0	60,20	4,58	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2046	0	0	0,0	0	0	0,0	60,20	4,58	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2047	0	0	0,0	0	0	0,0	60,20	4,58	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2048	0	0	0,0	0	0	0,0	60,20	4,58	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2049	0	0	0,0	0	0	0,0	60,20	4,58	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2050	0	0	0,0	0	0	0,0	60,20	4,58	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2051	0	0	0,0	0	0	0,0	60,20	4,58	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2052	0	0	0,0	0	0	0,0	60,20	4,58	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2053	0	0	0,0	0	0	0,0	60,20	4,58	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL	**3.075**	**147.678**	**0,0**	**46**	**2.215**	**0,0**				**14**	**-2**	**-2**	**0**	**0**	**0**	**0**	**10**	**-2**	**7**

* Gas en condición estandar

Present Worth (M U.S.$) at:	
10,00%	**5**
5,00%	**6**
15,00%	**5**
20,00%	**4**

TABLA 7.3 BPO

Resúmen de Ingresos Futuros en Participación para las Reservas Comprobadas Desarrolladas

a la fecha

DECIEMBRE 31, 2018

para

BAJADA DEL PALO OESTE FIELD

en

ARGENTINA

atribuibles a

VISTA OIL AND GAS

	Ventas Brutas (Gross)			Ventas en Participación (WI)			Precios Promedio			Ingresos							Cashflow		Cashflow
	Ventas de Petróle	Ventas de	Ventas de	Ventas de Petróle	Ventas de	Ventas de	Petróleo			Ventas		Costs		Ingresos	Costos de	Costos de	Antes de	Impuestos	Después de
	C5+ y Condensad	Gas	LPG	C5+ y Condensad	Gas	LPG	C5+ y Condensad	Gas	LPG	Futuras	Regalías	Operativos	Otros Costos	Brutos	Capital	Abandono	Impuestos	por Ganancias	Impuestos
	MBbl	MMcf	MTons	MBbl	MMcf	MTons	US$/bbl	US$/MMBTU	US$/Tn	MMUS$	MMUS$	MMUS$	MMUS$	MMUS$	MMUS$	MMUS$	MMUS$	MMUS$	MMUS$
2019	404	6.982	0,0	404	6.982	0,0	65,40	4,58	385,38	59	-9	-15	0	-2	0	0	33	-8	25
2020	329	5.543	0,0	329	5.543	0,0	65,40	4,58	385,38	48	-7	-12	0	-2	-1	0	26	-5	20
2021	270	4.422	0,0	270	4.422	0,0	65,40	4,58	385,38	38	-6	-10	0	-1	0	0	21	-4	16
2022	222	3.532	0,0	222	3.532	0,0	65,40	4,58	385,38	31	-5	-8	0	-1	0	0	17	-3	13
2023	183	2.827	0,0	183	2.827	0,0	65,40	4,58	385,38	25	-4	-7	0	-1	0	0	13	-3	11
2024	150	2.255	0,0	150	2.255	0,0	65,40	4,58	385,38	20	-3	-6	0	-1	0	0	11	-2	9
2025	124	1.810	0,0	124	1.810	0,0	65,40	4,58	385,38	17	-2	-5	0	-1	0	0	9	-2	7
2026	103	1.450	0,0	103	1.450	0,0	65,40	4,58	385,38	14	-2	-4	0	0	0	0	7	-1	5
2027	85	1.160	0,0	85	1.160	0,0	65,40	4,58	385,38	11	-2	-3	0	0	0	0	5	-1	4
2028	71	927	0,0	71	927	0,0	65,40	4,58	385,38	9	-2	-3	0	0	0	0	4	-1	3
2029	59	738	0,0	59	738	0,0	65,40	4,58	385,38	7	-1	-2	0	0	0	0	3	-1	3
2030	48	586	0,0	48	586	0,0	65,40	4,58	385,38	6	-1	-2	0	0	0	0	3	0	2
2031	35	431	0,0	35	431	0,0	65,40	4,58	385,38	4	-1	-2	0	0	0	0	2	0	1
2032	29	343	0,0	29	343	0,0	65,40	4,58	385,38	4	-1	-2	0	0	0	0	1	0	1
2033	24	281	0,0	24	281	0,0	65,40	4,58	385,38	3	-1	-2	0	0	0	0	1	0	1
2034	20	229	0,0	20	229	0,0	65,40	4,58	385,38	2	0	-1	0	0	0	0	0	0	0
2035	17	188	0,0	17	188	0,0	65,40	4,58	385,38	2	0	-1	0	0	0	0	0	0	0
2036	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	-2	-2	0	-2
2037	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2038	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2039	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2040	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2041	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2042	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2043	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2044	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2045	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2046	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2047	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2048	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2049	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2050	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2051	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2052	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2053	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL	**2.172**	**33.704**	**0,0**	**2.172**	**33.704**	**0,0**				**300**	**-47**	**-87**	**0**	**-10**	**-2**	**-2**	**153**	**-33**	**120**

* Gas en condición estandar

Present Worth (M U.S.$) at:	
10,00%	**88**
5,00%	**102**
15,00%	**77**
20,00%	**69**

TABLA 7.3.1 BPO-NOC

Resúmen de Ingresos Futuros en Participación para las Reservas Comprobadas Desarrolladas

a la fecha

DECIEMBRE 31, 2018

para

BAJADA DEL PALO OESTE NOC FIELD

en

ARGENTINA

atribuibles a

VISTA OIL AND GAS

	Ventas Brutas (Gross)			Ventas en Participación (WI)			Precios Promedio			Ingresos							Cashflow		Cashflow
	Ventas de Petróle	Ventas de	Ventas de	Ventas de Petróle	Ventas de	Ventas de	Petróleo			Ventas		Costs		Ingresos	Costos de	Costos de	Antes de	Impuestos	Después de
	C5+ y Condensad	Gas	LPG	C5+ y Condensad	Gas	LPG	C5+ y Condensad	Gas	LPG	Futuras	Regalías	Operativos	Otros Costos	Brutos	Capital	Abandono	Impuestos	por Ganancias	Impuestos
	MBbl	MMcf	MTons	MBbl	MMcf	MTons	US$/bbl	US$/MMBTU	US$/Tn	MMUS$	MMUS$	MMUS$	MMUS$	MMUS$	MMUS$	MMUS$	MMUS$	MMUS$	MMUS$
2019	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2020	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2021	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2022	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2023	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2024	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2025	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2026	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2027	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2028	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2029	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2030	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2031	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2032	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2033	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2034	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2035	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2036	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2037	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2038	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2039	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2040	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2041	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2042	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2043	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2044	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2045	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2046	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2047	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2048	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2049	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2050	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2051	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2052	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2053	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL	**0**	**0**	**0,0**	**0**	**0**	**0,0**				**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**

* Gas en condición estandar

Present Worth (M U.S.$) at:

10,00%	**0**
5,00%	**0**
15,00%	**0**
20,00%	**0**

TABLA 7.4 BPO

Resúmen de Ingresos Futuros en Participación para las Reservas Total Comprobadas

a la fecha

DECIEMBRE 31, 2018

para

BAJADA DEL PALO OESTE FIELD

en

ARGENTINA

atribuibles a

VISTA OIL AND GAS

	Ventas Brutas (Gross)			Ventas en Participación (WI)			Precios Promedio			Ingresos							Cashflow		Cashflow
	Ventas de Petróle C5+ y Condensad	Ventas de Gas	Ventas de LPG	Ventas de Petróle C5+ y Condensad	Ventas de Gas	Ventas de LPG	Petróleo C5+ y Condensad	Gas	LPG	Ventas Futuras	Regalías	Costs Operativos	Otros Costos	Ingresos Brutos	Costos de Capital	Costos de Abandono	Antes de Impuestos	Impuestos por Ganancias	Después de Impuestos
	MBbl	MMcf	MTons	MBbl	MMcf	MTons	US$/bbl	US$/MMBTU	US$/Tn	MMUS$	MMUS$	MMUS$	MMUS$	MMUS$	MMUS$	MMUS$	MMUS$	MMUS$	MMUS$
2019	404	6.983	0,0	404	6.983	0,0	65,40	4,58	385,38	59	-9	-15	0	-2	0	0	33	-8	25
2020	456	9.331	0,0	456	9.331	0,0	65,40	4,58	385,38	74	-11	-17	0	-2	-26	0	17	-9	8
2021	471	12.265	0,0	471	12.265	0,0	65,40	4,58	385,38	89	-13	-20	0	-3	-19	0	33	-9	24
2022	411	8.829	0,0	411	8.829	0,0	65,40	4,58	385,38	69	-10	-16	0	-2	-3	0	38	-7	31
2023	333	5.451	0,0	333	5.451	0,0	65,40	4,58	385,38	48	-7	-11	0	-2	0	0	28	-5	23
2024	270	3.633	0,0	270	3.633	0,0	65,40	4,58	385,38	35	-5	-8	0	-1	0	0	20	-4	17
2025	221	2.538	0,0	221	2.538	0,0	65,40	4,58	385,38	27	-4	-6	0	-1	0	0	15	-3	13
2026	182	1.834	0,0	182	1.834	0,0	65,40	4,58	385,38	21	-4	-5	0	-1	0	0	11	-2	9
2027	151	1.340	0,0	151	1.340	0,0	65,40	4,58	385,38	16	-3	-4	0	-1	0	0	9	-2	7
2028	125	1.010	0,0	125	1.010	0,0	65,40	4,58	385,38	13	-2	-3	0	0	0	0	7	-1	6
2029	104	802	0,0	104	802	0,0	65,40	4,58	385,38	11	-2	-3	0	0	0	0	6	-1	5
2030	87	640	0,0	87	640	0,0	65,40	4,58	385,38	9	-2	-2	0	0	0	0	4	-1	4
2031	68	477	0,0	68	477	0,0	65,40	4,58	385,38	7	-1	-2	0	0	0	0	3	-1	3
2032	56	381	0,0	56	381	0,0	65,40	4,58	385,38	5	-1	-2	0	0	0	0	2	0	2
2033	47	313	0,0	47	313	0,0	65,40	4,58	385,38	5	-1	-2	0	0	0	0	2	0	2
2034	40	257	0,0	40	257	0,0	65,40	4,58	385,38	4	-1	-2	0	0	0	0	1	0	1
2035	34	212	0,0	34	212	0,0	65,40	4,58	385,38	3	-1	-2	0	0	0	0	1	0	1
2036	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	-2	-2	0	-2
2037	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2038	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2039	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2040	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2041	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2042	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2043	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2044	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2045	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2046	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2047	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2048	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2049	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2050	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2051	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2052	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2053	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL	**3.461**	**56.296**	**0,0**	**3.461**	**56.296**	**0,0**				**492**	**-77**	**-120**	**0**	**-16**	**-49**	**-2**	**230**	**-52**	**178**

* Gas en condición estandar

Present Worth (M U.S.$) at:	
10,00%	**119**
5,00%	**143**
15,00%	**101**
20,00%	**87**

TABLA 7.4.1 BPO-NOC

Resúmen de Ingresos Futuros en Participación para las Reservas Total Comprobadas

a la fecha

DECIEMBRE 31, 2018

para

BAJADA DEL PALO OESTE NOC FIELD

en

ARGENTINA

atribuibles a

VISTA OIL AND GAS

	Ventas Brutas (Gross)			Ventas en Participación (WI)			Precios Promedio			Ingresos							Cashflow		Cashflow
	Ventas de Petróle C5+ y Condensad	Ventas de Gas	Ventas de LPG	Ventas de Petróle C5+ y Condensad	Ventas de Gas	Ventas de LPG	Petróleo C5+ y Condensad	Gas	LPG	Ventas Futuras	Regalías	Costs Operativos	Otros Costos	Ingresos Brutos	Costos de Capital	Costos de Abandono	Antes de Impuestos	Impuestos por Ganancias	Después de Impuestos
	MBbl	MMcf	MTons	MBbl	MMcf	MTons	US$/bbl	US$/MMBTU	US$/Tn	MMUS$	MMUS$	MMUS$	MMUS$	MMUS$	MMUS$	MMUS$	MMUS$	MMUS$	MMUS$
2019	389	260	0,0	389	260	0,0	65,40	4,58	385,38	27	-3	-2	0	-1	-34	0	-14	-5	-19
2020	447	299	0,0	447	299	0,0	65,40	4,58	385,38	31	-4	-3	0	-1	-1	0	22	-4	19
2021	272	181	0,0	272	181	0,0	65,40	4,58	385,38	19	-2	-2	0	-1	0	0	14	-2	12
2022	179	120	0,0	179	120	0,0	65,40	4,58	385,38	12	-1	-1	0	0	0	0	9	-1	8
2023	126	84	0,0	126	84	0,0	65,40	4,58	385,38	9	-1	-1	0	0	0	0	7	-1	6
2024	92	62	0,0	92	62	0,0	65,40	4,58	385,38	6	-1	-1	0	0	0	0	5	-1	4
2025	70	47	0,0	70	47	0,0	65,40	4,58	385,38	5	-1	0	0	0	0	0	4	-1	3
2026	55	36	0,0	55	36	0,0	65,40	4,58	385,38	4	0	0	0	0	0	0	3	0	2
2027	44	29	0,0	44	29	0,0	65,40	4,58	385,38	3	0	0	0	0	0	0	2	0	2
2028	35	24	0,0	35	24	0,0	65,40	4,58	385,38	2	0	0	0	0	0	0	2	0	2
2029	29	20	0,0	29	20	0,0	65,40	4,58	385,38	2	0	0	0	0	0	0	1	0	1
2030	24	16	0,0	24	16	0,0	65,40	4,58	385,38	2	0	0	0	0	0	0	1	0	1
2031	21	14	0,0	21	14	0,0	65,40	4,58	385,38	1	0	0	0	0	0	0	1	0	1
2032	18	12	0,0	18	12	0,0	65,40	4,58	385,38	1	0	0	0	0	0	0	1	0	1
2033	15	10	0,0	15	10	0,0	65,40	4,58	385,38	1	0	0	0	0	0	0	1	0	1
2034	13	9	0,0	13	9	0,0	65,40	4,58	385,38	1	0	0	0	0	0	0	1	0	1
2035	12	8	0,0	12	8	0,0	65,40	4,58	385,38	1	0	0	0	0	0	0	1	0	0
2036	10	7	0,0	10	7	0,0	65,40	4,58	385,38	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2037	9	6	0,0	9	6	0,0	65,40	4,58	385,38	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2038	8	5	0,0	8	5	0,0	65,40	4,58	385,38	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2039	7	5	0,0	7	5	0,0	65,40	4,58	385,38	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2040	7	4	0,0	7	4	0,0	65,40	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2041	6	4	0,0	6	4	0,0	65,40	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2042	5	4	0,0	5	4	0,0	65,40	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2043	5	3	0,0	5	3	0,0	65,40	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2044	5	3	0,0	5	3	0,0	65,40	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2045	4	3	0,0	4	3	0,0	65,40	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2046	4	3	0,0	4	3	0,0	65,40	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2047	4	2	0,0	4	2	0,0	65,40	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2048	3	2	0,0	3	2	0,0	65,40	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2049	1	1	0,0	1	1	0,0	65,40	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2050	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2051	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2052	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2053	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL	**1.919**	**1.282**	**0,0**	**1.919**	**1.282**	**0,0**				**132**	**-16**	**-14**	**0**	**-4**	**-35**	**0**	**62**	**-16**	**46**

* Gas en condición estandar

Present Worth (M U.S.$) at:	
10,00%	**25**
5,00%	**34**
15,00%	**20**
20,00%	**15**

TABLA 7.5 BPE

Resúmen de Ingresos Futuros en Participación para las Reservas Comprobadas Desarrolladas

a la fecha

DECIEMBRE 31, 2018

para

BAJADA DEL PALO ESTE FIELD

en

ARGENTINA

atribuibles a

VISTA OIL AND GAS

	Ventas Brutas (Gross)			Ventas en Participación (WI)			Precios Promedio			Ingresos							Cashflow		Cashflow
	Ventas de Petróle	Ventas de	Ventas de	/entas de Petróle	Ventas de	Ventas de	Petróleo			Ventas		Costs		Ingresos	Costos de	Costos de	Antes de	Impuestos	Después de
	C5+ y Condensad	Gas	LPG	C5+ y Condensad	Gas	LPG	C5+ y Condensad	Gas	LPG	Futuras	Regalías	Operativos	Otros Costos	Brutos	Capital	Abandono	Impuestos	por Ganancias	Impuestos
	MBbl	MMcf	MTons	MBbl	MMcf	MTons	US$/bbl	US$/MMBTU	US$/Tn	MMUS$	MMUS$	MMUS$	MMUS$	MMUS$	MMUS$	MMUS$	MMUS$	MMUS$	MMUS$
2019	182	1.505	1,4	182	1.505	1,4	65,40	4,58	385,38	20	-3	-6	0	-1	0	0	9	-2	7
2020	151	1.184	1,1	151	1.184	1,1	65,40	4,58	385,38	16	-2	-5	0	-1	-1	0	7	-1	6
2021	126	938	0,8	126	938	0,8	65,40	4,58	385,38	13	-2	-4	0	0	0	0	6	-1	5
2022	105	747	0,7	105	747	0,7	65,40	4,58	385,38	11	-2	-4	0	0	0	0	5	-1	4
2023	88	597	0,5	88	597	0,5	65,40	4,58	385,38	9	-1	-3	0	0	0	0	4	-1	3
2024	73	479	0,4	73	479	0,4	65,40	4,58	385,38	7	-1	-3	0	0	0	0	3	-1	3
2025	61	386	0,3	61	386	0,3	65,40	4,58	385,38	6	-1	-2	0	0	0	0	3	0	2
2026	51	308	0,3	51	308	0,3	65,40	4,58	385,38	5	-1	-2	0	0	0	0	2	0	2
2027	43	250	0,2	43	250	0,2	65,40	4,58	385,38	4	-1	-2	0	0	0	0	2	0	1
2028	36	203	0,2	36	203	0,2	65,40	4,58	385,38	3	-1	-1	0	0	0	0	1	0	1
2029	29	165	0,1	29	165	0,1	65,40	4,58	385,38	3	0	-1	0	0	0	0	1	0	1
2030	24	130	0,1	24	130	0,1	65,40	4,58	385,38	2	0	-1	0	0	0	0	1	0	1
2031	20	106	0,1	20	106	0,1	65,40	4,58	385,38	2	0	-1	0	0	0	0	0	0	0
2032	17	87	0,1	17	87	0,1	65,40	4,58	385,38	2	0	-1	0	0	0	0	0	0	0
2033	14	71	0,1	14	71	0,1	65,40	4,58	385,38	1	0	-1	0	0	0	0	0	0	0
2034	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	-2	-2	0	-2
2035	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2036	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2037	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2038	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2039	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2040	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2041	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2042	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2043	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2044	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2045	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2046	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2047	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2048	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2049	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2050	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2051	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2052	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2053	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL	**1.019**	**7.155**	**6,5**	**1.019**	**7.155**	**6,5**				**103**	**-16**	**-38**	**0**	**-3**	**-2**	**-2**	**41**	**-9**	**33**

* Gas en condición estandar

Present Worth (M U.S.$) at:	
10,00%	**25**
5,00%	**28**
15,00%	**22**
20,00%	**20**

TABLA 7.6 BPE

Resúmen de Ingresos Futuros en Participación para las Reservas Total Comprobadas

a la fecha

DECIEMBRE 31, 2018

para

BAJADA DEL PALO ESTE FIELD

en

ARGENTINA

atribuibles a

VISTA OIL AND GAS

	Ventas Brutas (Gross)			Ventas en Participación (WI)			Precios Promedio			Ingresos							Cashflow		Cashflow
	Ventas de Petróle C5+ y Condensad	Ventas de Gas	Ventas de LPG	Ventas de Petróle C5+ y Condensad	Ventas de Gas	Ventas de LPG	Petróleo C5+ y Condensad	Gas	LPG	Ventas Futuras	Regalías	Costs Operativos	Otros Costos	Ingresos Brutos	Costos de Capital	Costos de Abandono	Antes de Impuestos	Impuestos por Ganancias	Después de Impuestos
	MBbl	MMcf	MTons	MBbl	MMcf	MTons	US$/bbl	US$/MMBTU	US$/Tn	MMUS$	MMUS$	MMUS$	MMUS$	MMUS$	MMUS$	MMUS$	MMUS$	MMUS$	MMUS$
2019	182	1.505	1,4	182	1.505	1,4	65,40	4,58	385,38	20	-3	-6	0	-1	0	0	9	-2	7
2020	186	1.337	1,2	186	1.337	1,2	65,40	4,58	385,38	19	-3	-6	0	-1	-6	0	4	-2	2
2021	180	1.105	1,0	180	1.105	1,0	65,40	4,58	385,38	17	-3	-5	0	-1	-5	0	4	-2	2
2022	164	917	0,8	164	917	0,8	65,40	4,58	385,38	15	-2	-4	0	0	-3	0	5	-1	4
2023	153	852	0,8	153	852	0,8	65,40	4,58	385,38	14	-2	-4	0	0	0	0	8	-1	6
2024	123	664	0,6	123	664	0,6	65,40	4,58	385,38	11	-2	-3	0	0	0	0	6	-1	5
2025	102	533	0,5	102	533	0,5	65,40	4,58	385,38	9	-1	-3	0	0	0	0	5	-1	4
2026	84	427	0,4	84	427	0,4	65,40	4,58	385,38	8	-1	-2	0	0	0	0	4	-1	3
2027	52	315	0,3	52	315	0,3	65,40	4,58	385,38	5	-1	-2	0	0	0	0	2	0	2
2028	43	255	0,2	43	255	0,2	65,40	4,58	385,38	4	-1	-2	0	0	0	0	2	0	2
2029	35	206	0,2	35	206	0,2	65,40	4,58	385,38	3	-1	-1	0	0	0	0	1	0	1
2030	28	163	0,1	28	163	0,1	65,40	4,58	385,38	3	0	-1	0	0	0	0	1	0	1
2031	23	133	0,1	23	133	0,1	65,40	4,58	385,38	2	0	-1	0	0	0	0	1	0	1
2032	19	108	0,1	19	108	0,1	65,40	4,58	385,38	2	0	-1	0	0	0	0	0	0	0
2033	16	88	0,1	16	88	0,1	65,40	4,58	385,38	2	0	-1	0	0	0	0	0	0	0
2034	2	13	0,0	2	13	0,0	65,40	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2035	1	11	0,0	1	11	0,0	65,40	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2036	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	-2	-2	0	-2
2037	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2038	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2039	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2040	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2041	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2042	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2043	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2044	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2045	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2046	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2047	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2048	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2049	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2050	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2051	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2052	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2053	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL	**1.393**	**8.632**	**7,7**	**1.393**	**8.632**	**7,7**				**135**	**-21**	**-43**	**0**	**-4**	**-15**	**-2**	**50**	**-11**	**39**

* Gas en condición estandar

Present Worth (M U.S.$) at:	
10,00%	**27**
5,00%	**32**
15,00%	**23**
20,00%	**20**

TABLA 7.7 CAN

Resúmen de Ingresos Futuros en Participación para las Reservas Comprobadas Desarrolladas
a la fecha
DECIEMBRE 31, 2018
para
COIRON AMARGO NORTE
en
ARGENTINA
atribuibles a
VISTA OIL AND GAS

	Ventas Brutas (Gross)			Ventas en Participación (WI)			Precios Promedio			Ingresos							Cashflow		Cashflow
	Ventas de Petróle	Ventas de	Ventas de	Ventas de Petróle	Ventas de	Ventas de	Petróleo			Ventas		Costs		Ingresos	Costos de	Costos de	Antes de	Impuestos	Después de
	C5+ y Condensad	Gas	LPG	C5+ y Condensad	Gas	LPG	C5+ y Condensad	Gas	LPG	Futuras	Regalías	Operativos	Otros Costos	Brutos	Capital	Abandono	Impuestos	por Ganancias	Impuestos
	MBbl	MMcf	MTons	MBbl	MMcf	MTons	US$/bbl	US$/MMBTU	US$/Tn	MMUS$	MMUS$	MMUS$	MMUS$	MMUS$	MMUS$	MMUS$	MMUS$	MMUS$	MMUS$
2019	136	87	0,0	82	52	0,0	65,40	4,58	0,00	6	-1	-2	0	0	0	0	2	-1	2
2020	121	77	0,0	72	46	0,0	65,40	4,58	0,00	5	-1	-2	0	0	-1	0	1	0	1
2021	107	68	0,0	64	41	0,0	65,40	4,58	0,00	4	-1	-2	0	0	0	0	1	0	1
2022	95	61	0,0	57	36	0,0	65,40	4,58	0,00	4	-1	-2	0	0	0	0	1	0	1
2023	84	54	0,0	50	32	0,0	65,40	4,58	0,00	3	-1	-2	0	0	0	0	1	0	1
2024	74	48	0,0	44	28	0,0	65,40	4,58	0,00	3	0	-2	0	0	0	0	1	0	1
2025	66	42	0,0	39	25	0,0	65,40	4,58	0,00	3	0	-1	0	0	0	0	1	0	1
2026	58	37	0,0	35	22	0,0	65,40	4,58	0,00	2	0	-1	0	0	0	0	1	0	0
2027	52	33	0,0	31	20	0,0	65,40	4,58	0,00	2	0	-1	0	0	0	0	0	0	0
2028	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2029	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2030	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2031	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2032	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2033	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2034	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2035	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2036	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2037	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2038	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2039	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2040	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2041	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2042	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2043	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2044	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2045	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2046	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2047	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2048	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2049	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2050	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2051	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2052	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2053	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL	**792**	**507**	**0,0**	**475**	**304**	**0,0**				**33**	**-5**	**-16**	**0**	**-1**	**-1**	**0**	**9**	**-2**	**8**

* Gas en condición estandar

Present Worth (M U.S.$) at:	
10,00%	**6**
5,00%	**7**
15,00%	**5**
20,00%	**5**

TABLA 7.8 CAN

Resúmen de Ingresos Futuros en Participación para las Reservas Total Comprobadas

a la fecha

DECIEMBRE 31, 2018

para

COIRON AMARGO NORTE

en

ARGENTINA

atribuibles a

VISTA OIL AND GAS

	Ventas Brutas (Gross)			Ventas en Participación (WI)			Precios Promedio			Ingresos							Cashflow		Cashflow
	Ventas de Petróle C5+ y Condensad	Ventas de Gas	Ventas de LPG	Ventas de Petróle C5+ y Condensad	Ventas de Gas	Ventas de LPG	Petróleo C5+ y Condensad	Gas	LPG	Ventas Futuras	Regalías	Costs Operativos	Otros Costos	Ingresos Brutos	Costos de Capital	Costos de Abandono	Antes de Impuestos	Impuestos por Ganancias	Después de Impuestos
	MBbl	MMcf	MTons	MBbl	MMcf	MTons	US$/bbl	US$/MMBTU	US$/Tn	MMUS$	MMUS$	MMUS$	MMUS$	MMUS$	MMUS$	MMUS$	MMUS$	MMUS$	MMUS$
2019	136	87	0,0	82	52	0,0	65,40	4,58	0,00	6	-1	-2	0	0	0	0	2	-1	2
2020	121	77	0,0	72	46	0,0	65,40	4,58	0,00	5	-1	-2	0	0	-1	0	1	0	1
2021	107	68	0,0	64	41	0,0	65,40	4,58	0,00	4	-1	-2	0	0	0	0	1	0	1
2022	95	61	0,0	57	36	0,0	65,40	4,58	0,00	4	-1	-2	0	0	0	0	1	0	1
2023	84	54	0,0	50	32	0,0	65,40	4,58	0,00	3	-1	-2	0	0	0	0	1	0	1
2024	74	48	0,0	44	28	0,0	65,40	4,58	0,00	3	0	-2	0	0	0	0	1	0	1
2025	66	42	0,0	39	25	0,0	65,40	4,58	0,00	3	0	-1	0	0	0	0	1	0	1
2026	58	37	0,0	35	22	0,0	65,40	4,58	0,00	2	0	-1	0	0	0	0	1	0	0
2027	52	33	0,0	31	20	0,0	65,40	4,58	0,00	2	0	-1	0	0	0	0	0	0	0
2028	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2029	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2030	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2031	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2032	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2033	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2034	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2035	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2036	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2037	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2038	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2039	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2040	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2041	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2042	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2043	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2044	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2045	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2046	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2047	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2048	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2049	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2050	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2051	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2052	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2053	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL	**792**	**507**	**0,0**	**475**	**304**	**0,0**				**33**	**-5**	**-16**	**0**	**-1**	**-1**	**0**	**9**	**-2**	**8**

* Gas en condición estandar

Present Worth (M U.S.$) at:	
10,00%	**6**
5,00%	**7**
15,00%	**5**
20,00%	**5**

TABLA 7.9 CASO

Resúmen de Ingresos Futuros en Participación para las Reservas Comprobadas Desarrolladas

a la fecha
DECIEMBRE 31, 2018
para
COIRON AMARGO SUROESTE
en
ARGENTINA
atribuibles a
VISTA OIL AND GAS

	Ventas Brutas (Gross)			Ventas en Participación (WI)			Precios Promedio			Ingresos							Cashflow		Cashflow
	Ventas de Petróle	Ventas de	Ventas de	/entas de Petróle	Ventas de	Ventas de	Petróleo			Ventas		Costs		Ingresos	Costos de	Costos de	Antes de	Impuestos	Después de
	C5+ y Condensad	Gas	LPG	C5+ y Condensad	Gas	LPG	C5+ y Condensad	Gas	LPG	Futuras	Regalías	Operativos	Otros Costos	Brutos	Capital	Abandono	Impuestos	por Ganancias	Impuestos
	MBbl	MMcf	MTons	MBbl	MMcf	MTons	US$/bbl	US$/MMBTU	US$/Tn	MMUS$	MMUS$	MMUS$	MMUS$	MMUS$	MMUS$	MMUS$	MMUS$	MMUS$	MMUS$
2019	79	40	0,0	8	4	0,0	65,40	4,58	0,00	1	0	-0,1	0	0	0	0	0	0	0
2020	44	22	0,0	5	2	0,0	65,40	4,58	0,00	0	0	-0,1	0	0	0	0	0	0	0
2021	30	15	0,0	3	2	0,0	65,40	4,58	0,00	0	0	0,0	0	0	0	0	0	0	0
2022	23	12	0,0	2	1	0,0	65,40	4,58	0,00	0	0	0,0	0	0	0	0	0	0	0
2023	19	10	0,0	2	1	0,0	65,40	4,58	0,00	0	0	0,0	0	0	0	0	0	0	0
2024	16	8	0,0	2	1	0,0	65,40	4,58	0,00	0	0	0,0	0	0	0	0	0	0	0
2025	14	7	0,0	1	1	0,0	65,40	4,58	0,00	0	0	0,0	0	0	0	0	0	0	0
2026	13	6	0,0	1	1	0,0	65,40	4,58	0,00	0	0	0,0	0	0	0	0	0	0	0
2027	11	6	0,0	1	1	0,0	65,40	4,58	0,00	0	0	0,0	0	0	0	0	0	0	0
2028	10	5	0,0	1	1	0,0	65,40	4,58	0,00	0	0	0,0	0	0	0	0	0	0	0
2029	10	5	0,0	1	1	0,0	65,40	4,58	0,00	0	0	0,0	0	0	0	0	0	0	0
2030	9	5	0,0	1	0	0,0	65,40	4,58	0,00	0	0	0,0	0	0	0	0	0	0	0
2031	8	4	0,0	1	0	0,0	65,40	4,58	0,00	0	0	0,0	0	0	0	0	0	0	0
2032	8	4	0,0	1	0	0,0	65,40	4,58	0,00	0	0	0,0	0	0	0	0	0	0	0
2033	7	4	0,0	1	0	0,0	65,40	4,58	0,00	0	0	0,0	0	0	0	0	0	0	0
2034	7	4	0,0	1	0	0,0	65,40	4,58	0,00	0	0	0,0	0	0	0	0	0	0	0
2035	7	3	0,0	1	0	0,0	65,40	4,58	0,00	0	0	0,0	0	0	0	0	0	0	0
2036	6	3	0,0	1	0	0,0	65,40	4,58	0,00	0	0	0,0	0	0	0	0	0	0	0
2037	6	3	0,0	1	0	0,0	65,40	4,58	0,00	0	0	0,0	0	0	0	0	0	0	0
2038	6	3	0,0	1	0	0,0	65,40	4,58	0,00	0	0	0,0	0	0	0	0	0	0	0
2039	5	3	0,0	1	0	0,0	65,40	4,58	0,00	0	0	0,0	0	0	0	0	0	0	0
2040	5	3	0,0	1	0	0,0	65,40	4,58	0,00	0	0	0,0	0	0	0	0	0	0	0
2041	5	2	0,0	1	0	0,0	65,40	4,58	0,00	0	0	0,0	0	0	0	0	0	0	0
2042	5	2	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	0,00	0	0	0,0	0	0	0	0	0	0	0
2043	5	2	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	0,00	0	0	0,0	0	0	0	0	0	0	0
2044	4	2	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2045	4	2	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2046	4	2	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2047	4	2	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2048	4	2	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2049	4	2	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2050	4	2	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2051	4	2	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2052	4	2	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2053	4	2	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL	**398**	**201**	**0,0**	**42**	**21**	**0,0**				**3**	**0**	**-1**	**0**	**0**	**0**	**0**	**2**	**0**	**1**

* Gas en condición estandar

Present Worth (M U.S.$) at:	
10,00%	**1**
5,00%	**1**
15,00%	**1**
20,00%	**1**

TABLA 7.10 CASO
Resúmen de Ingresos Futuros en Participación para las Reservas Total Comprobadas
a la fecha
DECIEMBRE 31, 2018
para
COIRON AMARGO SUROESTE
en
ARGENTINA
atribuibles a
VISTA OIL AND GAS

	Ventas Brutas (Gross)			Ventas en Participación (WI)			Precios Promedio			Ingresos							Cashflow		Cashflow
	Ventas de Petróle C5+ y Condensad	Ventas de Gas	Ventas de LPG	Ventas de Petróle C5+ y Condensad	Ventas de Gas	Ventas de LPG	Petróleo C5+ y Condensad	Gas	LPG	Ventas Futuras	Regalías	Costs Operativos	Otros Costos	Ingresos Brutos	Costos de Capital	Costos de Abandono	Antes de Impuestos	Impuestos por Ganancias	Después de Impuestos
	MBbl	MMcf	MTons	MBbl	MMcf	MTons	US$/bbl	US$/MMBTU	US$/Tn	MMUS$	MMUS$	MMUS$	MMUS$	MMUS$	MMUS$	MMUS$	MMUS$	MMUS$	MMUS$
2019	417	211	0,0	44	22	0,0	65,40	4,58	0,00	3	0	-1	0	0	-5	0	-3	0	-4
2020	883	446	0,0	93	47	0,0	65,40	4,58	0,00	6	-1	-1	0	0	-8	0	-4	0	-4
2021	1.686	852	0,0	178	90	0,0	65,40	4,58	0,00	12	-1	-2	0	0	-14	0	-6	-1	-7
2022	1.981	1.001	0,0	209	106	0,0	65,40	4,58	0,00	14	-2	-3	0	0	-7	0	3	-1	2
2023	1.485	750	0,0	157	79	0,0	65,40	4,58	0,00	11	-1	-2	0	0	0	0	7	-1	7
2024	973	492	0,0	103	52	0,0	65,40	4,58	0,00	7	-1	-1	0	0	0	0	5	0	4
2025	682	344	0,0	72	36	0,0	65,40	4,58	0,00	5	-1	-1	0	0	0	0	3	0	3
2026	501	253	0,0	53	27	0,0	65,40	4,58	0,00	4	0	-1	0	0	0	0	2	0	2
2027	382	193	0,0	40	20	0,0	65,40	4,58	0,00	3	0	-1	0	0	0	0	2	0	2
2028	299	151	0,0	32	16	0,0	65,40	4,58	0,00	2	0	0	0	0	0	0	1	0	1
2029	240	121	0,0	25	13	0,0	65,40	4,58	0,00	2	0	0	0	0	0	0	1	0	1
2030	197	99	0,0	21	10	0,0	65,40	4,58	0,00	1	0	0	0	0	0	0	1	0	1
2031	164	83	0,0	17	9	0,0	65,40	4,58	0,00	1	0	0	0	0	0	0	1	0	1
2032	138	70	0,0	15	7	0,0	65,40	4,58	0,00	1	0	0	0	0	0	0	1	0	1
2033	118	59	0,0	12	6	0,0	65,40	4,58	0,00	1	0	0	0	0	0	0	1	0	0
2034	101	51	0,0	11	5	0,0	65,40	4,58	0,00	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2035	88	45	0,0	9	5	0,0	65,40	4,58	0,00	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2036	77	39	0,0	8	4	0,0	65,40	4,58	0,00	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2037	68	35	0,0	7	4	0,0	65,40	4,58	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2038	61	31	0,0	6	3	0,0	65,40	4,58	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2039	54	28	0,0	6	3	0,0	65,40	4,58	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2040	49	25	0,0	5	3	0,0	65,40	4,58	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2041	44	22	0,0	5	2	0,0	65,40	4,58	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2042	40	20	0,0	4	2	0,0	65,40	4,58	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2043	37	19	0,0	4	2	0,0	65,40	4,58	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2044	34	17	0,0	4	2	0,0	65,40	4,58	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2045	31	16	0,0	3	2	0,0	65,40	4,58	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2046	29	14	0,0	3	2	0,0	65,40	4,58	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2047	27	13	0,0	3	1	0,0	65,40	4,58	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2048	25	12	0,0	3	1	0,0	65,40	4,58	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2049	21	11	0,0	2	1	0,0	65,40	4,58	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2050	17	8	0,0	2	1	0,0	65,40	4,58	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2051	10	5	0,0	1	1	0,0	65,40	4,58	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2052	5	2	0,0	1	0	0,0	65,40	4,58	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2053	4	2	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL	**10.968**	**5.542**	**0,0**	**1.158**	**585**	**0,0**				**79**	**-9**	**-15**	**0**	**-2**	**-34**	**0**	**18**	**-4**	**13**

* Gas en condición estandar

Present Worth (M U.S.$) at:	
10,00%	**1**
5,00%	**6**
15,00%	**-1**
20,00%	**-3**

TABLA 7.11 AMA - CDP

Resúmen de Ingresos Futuros en Participación para las Reservas Comprobadas Desarrolladas

a la fecha

DECIEMBRE 31, 2018

para

CHARCO DEL PALENQUE FIELD

en

ARGENTINA

atribuibles a

VISTA OIL AND GAS

	Ventas Brutas (Gross)			Ventas en Participación (WI)			Precios Promedio			Ingresos							Cashflow		Cashflow
	Ventas de Petróle	Ventas de	Ventas de	Ventas de Petróle	Ventas de	Ventas de	Petróleo			Ventas		Costs		Ingresos	Costos de	Costos de	Antes de	Impuestos	Después de
	C5+ y Condensad	Gas	LPG	C5+ y Condensad	Gas	LPG	C5+ y Condensad	Gas	LPG	Futuras	Regalías	Operativos	Otros Costos	Brutos	Capital	Abandono	Impuestos	por Ganancias	Impuestos
	MBbl	MMcf	MTons	MBbl	MMcf	MTons	US$/bbl	US$/MMBTU	US$/Tn	MMUS$	MMUS$	MMUS$	MMUS$	MMUS$	MMUS$	MMUS$	MMUS$	MMUS$	MMUS$
2019	131	184	0,7	131	184	0,7	65,39	4,58	385,38	10	-2	-4	0	0	0	0	4	-1	3
2020	111	152	0,6	111	152	0,6	65,39	4,58	385,38	8	-2	-3	0	0	-1	0	3	-1	2
2021	93	125	0,5	93	125	0,5	65,39	4,58	385,38	7	-1	-3	0	0	0	0	2	0	1
2022	79	104	0,4	79	104	0,4	65,39	4,58	385,38	6	-1	-3	0	0	0	0	1	0	1
2023	68	87	0,3	68	87	0,3	65,39	4,58	385,38	5	-1	-3	0	0	0	0	1	0	1
2024	58	73	0,3	58	73	0,3	65,39	4,58	385,38	4	-1	-3	0	0	0	0	1	0	1
2025	50	61	0,2	50	61	0,2	65,39	4,58	385,38	4	-1	-3	0	0	0	0	0	0	0
2026	0	0	0,0	0	0	0,0	65,39	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	-3	-3	0	-3
2027	0	0	0,0	0	0	0,0	65,39	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2028	0	0	0,0	0	0	0,0	65,39	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2029	0	0	0,0	0	0	0,0	65,39	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2030	0	0	0,0	0	0	0,0	65,39	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2031	0	0	0,0	0	0	0,0	65,39	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2032	0	0	0,0	0	0	0,0	65,39	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2033	0	0	0,0	0	0	0,0	65,39	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2034	0	0	0,0	0	0	0,0	65,39	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2035	0	0	0,0	0	0	0,0	65,39	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2036	0	0	0,0	0	0	0,0	65,39	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2037	0	0	0,0	0	0	0,0	65,39	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2038	0	0	0,0	0	0	0,0	65,39	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2039	0	0	0,0	0	0	0,0	65,39	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2040	0	0	0,0	0	0	0,0	65,39	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2041	0	0	0,0	0	0	0,0	65,39	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2042	0	0	0,0	0	0	0,0	65,39	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2043	0	0	0,0	0	0	0,0	65,39	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2044	0	0	0,0	0	0	0,0	65,39	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2045	0	0	0,0	0	0	0,0	65,39	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2046	0	0	0,0	0	0	0,0	65,39	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2047	0	0	0,0	0	0	0,0	65,39	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2048	0	0	0,0	0	0	0,0	65,39	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2049	0	0	0,0	0	0	0,0	65,39	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2050	0	0	0,0	0	0	0,0	65,39	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2051	0	0	0,0	0	0	0,0	65,39	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2052	0	0	0,0	0	0	0,0	65,39	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2053	0	0	0,0	0	0	0,0	65,39	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL	**590**	**786**	**3,0**	**590**	**786**	**3,0**				**43**	**-8**	**-21**	**0**	**-1**	**-1**	**-3**	**9**	**-2**	**6**

* Gas en condición estandar

Present Worth (M U.S.$) at:	
10,00%	**6**
5,00%	**6**
15,00%	**6**
20,00%	**6**

TABLA 7.12 AMA - CDP

Resúmen de Ingresos Futuros en Participación para las Reservas Total Comprobadas

a la fecha

DECIEMBRE 31, 2018

para

CHARCO DEL PALENQUE FIELD

en

ARGENTINA

atribuibles a

VISTA OIL AND GAS

	Ventas Brutas (Gross)			Ventas en Participación (WI)			Precios Promedio			Ingresos							Cashflow		Cashflow
	Ventas de Petróle C5+ y Condensad	Ventas de Gas	Ventas de LPG	Ventas de Petróle C5+ y Condensad	Ventas de Gas	Ventas de LPG	Petróleo C5+ y Condensad	Gas	LPG	Ventas Futuras	Regalías	Costs Operativos	Otros Costos	Ingresos Brutos	Costos de Capital	Costos de Abandono	Antes de Impuestos	Impuestos por Ganancias	Después de Impuestos
	MBbl	MMcf	MTons	MBbl	MMcf	MTons	US$/bbl	US$/MMBTU	US$/Tn	MMUS$	MMUS$	MMUS$	MMUS$	MMUS$	MMUS$	MMUS$	MMUS$	MMUS$	MMUS$
2019	131	184	0,7	131	184	0,7	65,39	4,58	385,38	10	-2	-4	0	0	0	0	4	-1	3
2020	138	177	0,7	138	177	0,7	65,39	4,58	385,38	10	-2	-4	0	0	-5	0	-1	-1	-2
2021	154	181	0,7	154	181	0,7	65,39	4,58	385,38	11	-2	-4	0	0	-5	0	0	-1	-1
2022	185	204	0,8	185	204	0,8	65,39	4,58	385,38	13	-2	-4	0	0	-8	0	-1	-1	-2
2023	187	200	0,7	187	200	0,7	65,39	4,58	385,38	13	-2	-4	0	0	0	0	6	0	6
2024	157	166	0,6	157	166	0,6	65,39	4,58	385,38	11	-2	-4	0	0	0	0	5	0	5
2025	132	139	0,5	132	139	0,5	65,39	4,58	385,38	10	-2	-4	0	0	0	0	4	0	4
2026	0	0	0,0	0	0	0,0	65,39	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	-3	-3	0	-3
2027	0	0	0,0	0	0	0,0	65,39	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2028	0	0	0,0	0	0	0,0	65,39	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2029	0	0	0,0	0	0	0,0	65,39	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2030	0	0	0,0	0	0	0,0	65,39	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2031	0	0	0,0	0	0	0,0	65,39	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2032	0	0	0,0	0	0	0,0	65,39	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2033	0	0	0,0	0	0	0,0	65,39	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2034	0	0	0,0	0	0	0,0	65,39	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2035	0	0	0,0	0	0	0,0	65,39	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2036	0	0	0,0	0	0	0,0	65,39	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2037	0	0	0,0	0	0	0,0	65,39	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2038	0	0	0,0	0	0	0,0	65,39	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2039	0	0	0,0	0	0	0,0	65,39	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2040	0	0	0,0	0	0	0,0	65,39	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2041	0	0	0,0	0	0	0,0	65,39	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2042	0	0	0,0	0	0	0,0	65,39	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2043	0	0	0,0	0	0	0,0	65,39	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2044	0	0	0,0	0	0	0,0	65,39	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2045	0	0	0,0	0	0	0,0	65,39	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2046	0	0	0,0	0	0	0,0	65,39	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2047	0	0	0,0	0	0	0,0	65,39	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2048	0	0	0,0	0	0	0,0	65,39	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2049	0	0	0,0	0	0	0,0	65,39	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2050	0	0	0,0	0	0	0,0	65,39	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2051	0	0	0,0	0	0	0,0	65,39	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2052	0	0	0,0	0	0	0,0	65,39	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2053	0	0	0,0	0	0	0,0	65,39	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL	**1.084**	**1.250**	**4,7**	**1.084**	**1.250**	**4,7**				**79**	**-15**	**-27**	**0**	**-3**	**-18**	**-3**	**14**	**-3**	**10**

* Gas en condición estandar

Present Worth (M U.S.$) at:	
10,00%	**7**
5,00%	**8**
15,00%	**6**
20,00%	**5**

TABLA 7.13 AMA - JQ

Resúmen de Ingresos Futuros en Participación para las Reservas Comprobadas Desarrolladas

a la fecha

DECIEMBRE 31, 2018

para

JARILLA QUEDAMA FIELD

en

ARGENTINA

atribuibles a

VISTA OIL AND GAS

	Ventas Brutas (Gross)			Ventas en Participación (WI)			Precios Promedio			Ingresos							Cashflow		Cashflow
	Ventas de Petróle	Ventas de	Ventas de	Ventas de Petróle	Ventas de	Ventas de	Petróleo			Ventas		Costs		Ingresos	Costos de	Costos de	Antes de	Impuestos	Después de
	C5+ y Condensad	Gas	LPG	C5+ y Condensad	Gas	LPG	C5+ y Condensad	Gas	LPG	Futuras	Regalías	Operativos	Otros Costos	Brutos	Capital	Abandono	Impuestos	por Ganancias	Impuestos
	MBbl	MMcf	MTons	MBbl	MMcf	MTons	US$/bbl	US$/MMBTU	US$/Tn	MMUS$	MMUS$	MMUS$	MMUS$	MMUS$	MMUS$	MMUS$	MMUS$	MMUS$	MMUS$
2019	2	511	0,0	2	511	0,0	65,39	4,58	385,38	3	0	-1	0	0	0	0	1	0	1
2020	2	388	0,0	2	388	0,0	65,39	4,58	385,38	2	0	-1	0	0	0	0	1	0	1
2021	2	290	0,0	2	290	0,0	65,39	4,58	385,38	1	0	-1	0	0	0	0	0	0	0
2022	1	207	0,0	1	207	0,0	65,39	4,58	385,38	1	0	-1	0	0	0	0	0	0	0
2023	1	152	0,0	1	152	0,0	65,39	4,58	385,38	1	0	-1	0	0	0	0	0	0	0
2024	1	104	0,0	1	104	0,0	65,39	4,58	385,38	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2025	1	66	0,0	1	66	0,0	65,39	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2026	0	0	0,0	0	0	0,0	65,39	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	-1	-1	0	-1
2027	0	0	0,0	0	0	0,0	65,39	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2028	0	0	0,0	0	0	0,0	65,39	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2029	0	0	0,0	0	0	0,0	65,39	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2030	0	0	0,0	0	0	0,0	65,39	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2031	0	0	0,0	0	0	0,0	65,39	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2032	0	0	0,0	0	0	0,0	65,39	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2033	0	0	0,0	0	0	0,0	65,39	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2034	0	0	0,0	0	0	0,0	65,39	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2035	0	0	0,0	0	0	0,0	65,39	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2036	0	0	0,0	0	0	0,0	65,39	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2037	0	0	0,0	0	0	0,0	65,39	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2038	0	0	0,0	0	0	0,0	65,39	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2039	0	0	0,0	0	0	0,0	65,39	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2040	0	0	0,0	0	0	0,0	65,39	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2041	0	0	0,0	0	0	0,0	65,39	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2042	0	0	0,0	0	0	0,0	65,39	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2043	0	0	0,0	0	0	0,0	65,39	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2044	0	0	0,0	0	0	0,0	65,39	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2045	0	0	0,0	0	0	0,0	65,39	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2046	0	0	0,0	0	0	0,0	65,39	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2047	0	0	0,0	0	0	0,0	65,39	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2048	0	0	0,0	0	0	0,0	65,39	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2049	0	0	0,0	0	0	0,0	65,39	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2050	0	0	0,0	0	0	0,0	65,39	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2051	0	0	0,0	0	0	0,0	65,39	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2052	0	0	0,0	0	0	0,0	65,39	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2053	0	0	0,0	0	0	0,0	65,39	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL	**9**	**1.719**	**0,0**	**9**	**1.719**	**0,0**				**9**	**-2**	**-5**	**0**	**0**	**0**	**-1**	**2**	**0**	**1**

* Gas en condición estandar

Present Worth (M U.S.$) at:	
10,00%	**1**
5,00%	**1**
15,00%	**1**
20,00%	**1**

TABLA 7.14 AMA - JQ

Resúmen de Ingresos Futuros en Participación para las Reservas Total Comprobadas

a la fecha
DECIEMBRE 31, 2018
para
JARILLA QUEDAMA FIELD
en
ARGENTINA
atribuibles a
VISTA OIL AND GAS

	Ventas Brutas (Gross)			Ventas en Participación (WI)			Precios Promedio			Ingresos							Cashflow		Cashflow
	Ventas de Petróle C5+ y Condensad	Ventas de Gas	Ventas de LPG	Ventas de Petróle C5+ y Condensad	Ventas de Gas	Ventas de LPG	Petróleo C5+ y Condensad	Gas	LPG	Ventas Futuras	Regalías	Costs Operativos	Otros Costos	Ingresos Brutos	Costos de Capital	Costos de Abandono	Antes de Impuestos	Impuestos por Ganancias	Después de Impuestos
	MBbl	MMcf	MTons	MBbl	MMcf	MTons	US$/bbl	US$/MMBTU	US$/Tn	MMUS$	MMUS$	MMUS$	MMUS$	MMUS$	MMUS$	MMUS$	MMUS$	MMUS$	MMUS$
2019	2	511	0,0	2	511	0,0	65,39	4,58	385,38	3	0	-1	0	0	0	0	1	0	1
2020	2	388	0,0	2	388	0,0	65,39	4,58	385,38	2	0	-1	0	0	0	0	1	0	1
2021	2	290	0,0	2	290	0,0	65,39	4,58	385,38	1	0	-1	0	0	0	0	0	0	0
2022	1	207	0,0	1	207	0,0	65,39	4,58	385,38	1	0	-1	0	0	0	0	0	0	0
2023	1	152	0,0	1	152	0,0	65,39	4,58	385,38	1	0	-1	0	0	0	0	0	0	0
2024	1	104	0,0	1	104	0,0	65,39	4,58	385,38	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2025	1	66	0,0	1	66	0,0	65,39	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2026	0	0	0,0	0	0	0,0	65,39	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	-1	-1	0	-1
2027	0	0	0,0	0	0	0,0	65,39	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2028	0	0	0,0	0	0	0,0	65,39	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2029	0	0	0,0	0	0	0,0	65,39	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2030	0	0	0,0	0	0	0,0	65,39	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2031	0	0	0,0	0	0	0,0	65,39	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2032	0	0	0,0	0	0	0,0	65,39	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2033	0	0	0,0	0	0	0,0	65,39	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2034	0	0	0,0	0	0	0,0	65,39	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2035	0	0	0,0	0	0	0,0	65,39	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2036	0	0	0,0	0	0	0,0	65,39	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2037	0	0	0,0	0	0	0,0	65,39	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2038	0	0	0,0	0	0	0,0	65,39	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2039	0	0	0,0	0	0	0,0	65,39	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2040	0	0	0,0	0	0	0,0	65,39	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2041	0	0	0,0	0	0	0,0	65,39	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2042	0	0	0,0	0	0	0,0	65,39	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2043	0	0	0,0	0	0	0,0	65,39	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2044	0	0	0,0	0	0	0,0	65,39	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2045	0	0	0,0	0	0	0,0	65,39	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2046	0	0	0,0	0	0	0,0	65,39	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2047	0	0	0,0	0	0	0,0	65,39	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2048	0	0	0,0	0	0	0,0	65,39	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2049	0	0	0,0	0	0	0,0	65,39	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2050	0	0	0,0	0	0	0,0	65,39	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2051	0	0	0,0	0	0	0,0	65,39	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2052	0	0	0,0	0	0	0,0	65,39	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2053	0	0	0,0	0	0	0,0	65,39	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL	**9**	**1.719**	**0,0**	**9**	**1.719**	**0,0**				**9**	**-2**	**-5**	**0**	**0**	**0**	**-1**	**2**	**0**	**1**

* Gas en condición estandar

Present Worth (M U.S.$) at:	
10,00%	**1**
5,00%	**1**
15,00%	**1**
20,00%	**1**

TABLA 7.15 ELO - RN

Resúmen de Ingresos Futuros en Participación para las Reservas Comprobadas Desarrolladas
a la fecha
DECIEMBRE 31, 2018
para
ENTRE LOMAS RN FIELD
en
ARGENTINA
atribuibles a
VISTA OIL AND GAS

	Ventas Brutas (Gross)			Ventas en Participación (WI)			Precios Promedio			Ingresos							Cashflow		Cashflow
	Ventas de Petróle	Ventas de	Ventas de	Ventas de Petróle	Ventas de	Ventas de	Petróleo			Ventas		Costs		Ingresos	Costos de	Costos de	Antes de	Impuestos	Después de
	C5+ y Condensad	Gas	LPG	C5+ y Condensad	Gas	LPG	C5+ y Condensad	Gas	LPG	Futuras	Regalías	Operativos	Otros Costos	Brutos	Capital	Abandono	Impuestos	por Ganancias	Impuestos
	MBbl	MMcf	MTons	MBbl	MMcf	MTons	US$/bbl	US$/MMBTU	US$/Tn	MMUS$	MMUS$	MMUS$	MMUS$	MMUS$	MMUS$	MMUS$	MMUS$	MMUS$	MMUS$
2019	1.284	5.875	16,4	1.284	5.875	16,4	65,40	4,58	385,38	118	-18	-53	0	-4	-12	0	32	-11	21
2020	1.189	4.589	13,6	1.189	4.589	13,6	65,40	4,58	385,38	105	-16	-49	0	-3	-16	0	21	-7	14
2021	1.107	3.651	11,4	1.107	3.651	11,4	65,40	4,58	385,38	94	-14	-45	0	-3	-4	0	28	-6	22
2022	1.037	2.967	9,8	1.037	2.967	9,8	65,40	4,58	385,38	86	-13	-43	0	-3	-2	0	26	-5	21
2023	975	2.402	8,6	975	2.402	8,6	65,40	4,58	385,38	79	-12	-41	0	-3	0	0	24	-4	20
2024	921	2.017	7,6	921	2.017	7,6	65,40	4,58	385,38	73	-11	-39	0	-2	0	0	21	-3	17
2025	864	1.644	6,8	864	1.644	6,8	65,40	4,58	385,38	67	-10	-37	0	-2	0	0	17	-3	15
2026	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2027	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	-14	-14	0	-14
2028	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2029	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2030	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2031	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2032	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2033	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2034	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2035	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2036	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2037	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2038	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2039	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2040	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2041	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2042	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2043	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2044	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2045	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2046	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2047	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2048	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2049	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2050	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2051	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2052	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2053	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL	**7.377**	**23.146**	**74,2**	**7.377**	**23.146**	**74,2**				**622**	**-93**	**-307**	**0**	**-20**	**-33**	**-14**	**154**	**-38**	**116**

* Gas en condición estandar

Present Worth (M U.S.$) at:	
10,00%	**89**
5,00%	**101**
15,00%	**80**
20,00%	**71**

TABLA 7.16 ELO - RN

Resúmen de Ingresos Futuros en Participación para las Reservas Total Comprobadas
a la fecha
DECIEMBRE 31, 2018
para
ENTRE LOMAS RN FIELD
en
ARGENTINA
atribuibles a
VISTA OIL AND GAS

	Ventas Brutas (Gross)			Ventas en Participación (WI)			Precios Promedio			Ingresos							Cashflow		Cashflow
	Ventas de Petróle C5+ y Condensad	Ventas de Gas	Ventas de LPG	Ventas de Petróle C5+ y Condensad	Ventas de Gas	Ventas de LPG	Petróleo C5+ y Condensad	Gas	LPG	Ventas Futuras	Regalías	Costs Operativos	Otros Costos	Ingresos Brutos	Costos de Capital	Costos de Abandono	Antes de Impuestos	Impuestos por Ganancias	Después de Impuestos
	MBbl	MMcf	MTons	MBbl	MMcf	MTons	US$/bbl	US$/MMBTU	US$/Tn	MMUS$	MMUS$	MMUS$	MMUS$	MMUS$	MMUS$	MMUS$	MMUS$	MMUS$	MMUS$
2019	1.327	5.944	16,5	1.327	5.944	16,5	65,40	4,58	385,38	122	-18	-54	0	-4	-17	0	29	-12	17
2020	1.243	4.677	13,7	1.243	4.677	13,7	65,40	4,58	385,38	109	-16	-50	0	-3	-18	0	22	-7	14
2021	1.174	3.762	11,6	1.174	3.762	11,6	65,40	4,58	385,38	99	-15	-46	0	-3	-6	0	29	-6	23
2022	1.094	3.062	10,0	1.094	3.062	10,0	65,40	4,58	385,38	90	-14	-44	0	-3	-2	0	28	-5	23
2023	1.023	2.484	8,7	1.023	2.484	8,7	65,40	4,58	385,38	82	-12	-41	0	-3	0	0	26	-4	22
2024	959	2.085	7,7	959	2.085	7,7	65,40	4,58	385,38	76	-11	-40	0	-2	0	0	22	-3	19
2025	896	1.700	6,9	896	1.700	6,9	65,40	4,58	385,38	69	-10	-38	0	-2	0	0	19	-3	16
2026	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2027	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	-14	-14	0	-14
2028	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2029	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2030	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2031	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2032	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2033	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2034	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2035	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2036	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2037	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2038	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2039	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2040	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2041	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2042	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2043	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2044	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2045	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2046	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2047	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2048	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2049	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2050	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2051	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2052	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2053	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL	**7.716**	**23.713**	**75,3**	**7.716**	**23.713**	**75,3**				**647**	**-97**	**-312**	**0**	**-21**	**-43**	**-14**	**161**	**-40**	**121**

* Gas en condición estandar

Present Worth (M U.S.$) at:	
10,00%	**91**
5,00%	**105**
15,00%	**81**
20,00%	**72**

TABLA 7.17 ELO - NQ

Resúmen de Ingresos Futuros en Participación para las Reservas Comprobadas Desarrolladas

a la fecha

DECIEMBRE 31, 2018

para

ENTRE LOMAS NQN FIELD

en

ARGENTINA

atribuibles a

VISTA OIL AND GAS

	Ventas Brutas (Gross)			Ventas en Participación (WI)			Precios Promedio			Ingresos							Cashflow		Cashflow
	Ventas de Petróle C5+ y Condensad	Ventas de Gas	Ventas de LPG	Ventas de Petróle C5+ y Condensad	Ventas de Gas	Ventas de LPG	Petróleo C5+ y Condensad	Gas	LPG	Ventas Futuras	Regalías	Costs Operativos	Otros Costos	Ingresos Brutos	Costos de Capital	Costos de Abandono	Antes de Impuestos	Impuestos por Ganancias	Después de Impuestos
	MBbl	MMcf	MTons	MBbl	MMcf	MTons	US$/bbl	US$/MMBTU	US$/Tn	MMUS$	MMUS$	MMUS$	MMUS$	MMUS$	MMUS$	MMUS$	MMUS$	MMUS$	MMUS$
2019	397	562	1,1	397	562	1,1	65,40	4,58	385,38	29	-4	-10	0	-1	0	0	13	-4	9
2020	362	459	1,0	362	459	1,0	65,40	4,58	385,38	26	-4	-9	0	-1	0	0	12	-3	9
2021	329	375	0,9	329	375	0,9	65,40	4,58	385,38	24	-4	-9	0	-1	0	0	10	-2	8
2022	301	302	0,8	301	302	0,8	65,40	4,58	385,38	21	-3	-8	0	-1	0	0	9	-2	7
2023	276	231	0,7	276	231	0,7	65,40	4,58	385,38	19	-3	-8	0	-1	0	0	8	-2	6
2024	254	188	0,6	254	188	0,6	65,40	4,58	385,38	18	-3	-7	0	-1	0	0	7	-2	5
2025	233	135	0,5	233	135	0,5	65,40	4,58	385,38	16	-2	-7	0	-1	0	0	6	-1	5
2026	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2027	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	-10	-10	0	-10
2028	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2029	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2030	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2031	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2032	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2033	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2034	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2035	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2036	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2037	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2038	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2039	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2040	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2041	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2042	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2043	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2044	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2045	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2046	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2047	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2048	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2049	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2050	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2051	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2052	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2053	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL	**2.153**	**2.253**	**5,6**	**2.153**	**2.253**	**5,6**				**153**	**-23**	**-59**	**0**	**-5**	**0**	**-10**	**56**	**-16**	**40**

* Gas en condición estandar

Present Worth (M U.S.$) at:	
10,00%	**34**
5,00%	**37**
15,00%	**31**
20,00%	**29**

TABLA 7.18 ELO - NQ

Resúmen de Ingresos Futuros en Participación para las Reservas Total Comprobadas

a la fecha

DECIEMBRE 31, 2018

para

ENTRE LOMAS NQN FIELD

en

ARGENTINA

atribuibles a

VISTA OIL AND GAS

	Ventas Brutas (Gross)			Ventas en Participación (WI)			Precios Promedio			Ingresos							Cashflow		Cashflow
	Ventas de Petróle C5+ y Condensad	Ventas de Gas	Ventas de LPG	Ventas de Petróle C5+ y Condensad	Ventas de Gas	Ventas de LPG	Petróleo C5+ y Condensad	Gas	LPG	Ventas Futuras	Regalías	Costs Operativos	Otros Costos	Ingresos Brutos	Costos de Capital	Costos de Abandono	Antes de Impuestos	Impuestos por Ganancias	Después de Impuestos
	MBbl	MMcf	MTons	MBbl	MMcf	MTons	US$/bbl	US$/MMBTU	US$/Tn	MMUS$	MMUS$	MMUS$	MMUS$	MMUS$	MMUS$	MMUS$	MMUS$	MMUS$	MMUS$
2019	397	562	1,1	397	562	1,1	65,40	4,58	385,38	29	-4	-10	0	-1	0	0	13	-4	9
2020	397	526	1,1	397	526	1,1	65,40	4,58	385,38	29	-4	-10	0	-1	-4	0	10	-3	7
2021	368	447	1,0	368	447	1,0	65,40	4,58	385,38	26	-4	-9	0	-1	-2	0	10	-3	8
2022	334	362	0,8	334	362	0,8	65,40	4,58	385,38	24	-4	-9	0	-1	0	0	11	-2	8
2023	302	280	0,7	302	280	0,7	65,40	4,58	385,38	21	-3	-8	0	-1	0	0	9	-2	7
2024	276	228	0,7	276	228	0,7	65,40	4,58	385,38	19	-3	-8	0	-1	0	0	8	-2	6
2025	251	168	0,6	251	168	0,6	65,40	4,58	385,38	17	-3	-7	0	-1	0	0	7	-1	6
2026	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2027	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	-10	-10	0	-10
2028	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2029	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2030	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2031	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2032	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2033	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2034	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2035	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2036	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2037	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2038	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2039	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2040	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2041	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2042	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2043	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2044	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2045	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2046	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2047	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2048	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2049	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2050	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2051	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2052	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2053	0	0	0,0	0	0	0,0	65,40	4,58	385,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL	**2.325**	**2.572**	**6,0**	**2.325**	**2.572**	**6,0**				**166**	**-25**	**-62**	**0**	**-5**	**-6**	**-10**	**58**	**-16**	**42**

* Gas en condición estandar

Present Worth (M U.S.$) at:	
10,00%	**34**
5,00%	**38**
15,00%	**31**
20,00%	**28**

TABLA 7.19 JDM

Resúmen de Ingresos Futuros en Participación para las Reservas Comprobadas Desarrolladas

a la fecha

DECIEMBRE 31, 2018

para

JAGUEL DE LOS MACHOS FIELD

en

ARGENTINA

atribuibles a

VISTA OIL AND GAS

	Ventas Brutas (Gross)			Ventas en Participación (WI)			Precios Promedio			Ingresos							Cashflow		Cashflow
	Ventas de Petróle	Ventas de	Ventas de	Ventas de Petróle	Ventas de	Ventas de	Petróleo			Ventas		Costs		Ingresos	Costos de	Costos de	Antes de	Impuestos	Después de
	C5+ y Condensad	Gas	LPG	C5+ y Condensad	Gas	LPG	C5+ y Condensad	Gas	LPG	Futuras	Regalías	Operativos	Otros Costos	Brutos	Capital	Abandono	Impuestos	por Ganancias	Impuestos
	MBbl	MMcf	MTons	MBbl	MMcf	MTons	US$/bbl	US$/MMBTU	US$/Tn	MMUS$	MMUS$	MMUS$	MMUS$	MMUS$	MMUS$	MMUS$	MMUS$	MMUS$	MMUS$
2019	1.070	1.669	0,0	1.070	1.669	0,0	64,68	4,58	0,00	78	-12	-14	0	-3	0	0	50	-14	37
2020	903	1.451	0,0	903	1.451	0,0	64,68	4,58	0,00	66	-10	-12	0	-2	0	0	42	-10	32
2021	775	1.270	0,0	775	1.270	0,0	64,68	4,58	0,00	57	-9	-11	0	-2	0	0	36	-8	28
2022	676	1.122	0,0	676	1.122	0,0	64,68	4,58	0,00	50	-7	-10	0	-2	0	0	31	-7	24
2023	593	996	0,0	593	996	0,0	64,68	4,58	0,00	44	-7	-9	0	-1	0	0	26	-6	21
2024	526	889	0,0	526	889	0,0	64,68	4,58	0,00	39	-6	-9	0	-1	0	0	23	-5	18
2025	353	600	0,0	353	600	0,0	64,68	4,58	0,00	26	-4	-7	0	-1	0	0	14	-3	11
2026	0	0	0,0	0	0	0,0	64,68	4,58	0,00	0	0	0	0	0	0	-1	-1	0	-1
2027	0	0	0,0	0	0	0,0	64,68	4,58	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2028	0	0	0,0	0	0	0,0	64,68	4,58	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2029	0	0	0,0	0	0	0,0	64,68	4,58	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2030	0	0	0,0	0	0	0,0	64,68	4,58	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2031	0	0	0,0	0	0	0,0	64,68	4,58	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2032	0	0	0,0	0	0	0,0	64,68	4,58	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2033	0	0	0,0	0	0	0,0	64,68	4,58	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2034	0	0	0,0	0	0	0,0	64,68	4,58	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2035	0	0	0,0	0	0	0,0	64,68	4,58	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2036	0	0	0,0	0	0	0,0	64,68	4,58	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2037	0	0	0,0	0	0	0,0	64,68	4,58	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2038	0	0	0,0	0	0	0,0	64,68	4,58	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2039	0	0	0,0	0	0	0,0	64,68	4,58	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2040	0	0	0,0	0	0	0,0	64,68	4,58	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2041	0	0	0,0	0	0	0,0	64,68	4,58	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2042	0	0	0,0	0	0	0,0	64,68	4,58	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2043	0	0	0,0	0	0	0,0	64,68	4,58	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2044	0	0	0,0	0	0	0,0	64,68	4,58	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2045	0	0	0,0	0	0	0,0	64,68	4,58	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2046	0	0	0,0	0	0	0,0	64,68	4,58	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2047	0	0	0,0	0	0	0,0	64,68	4,58	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2048	0	0	0,0	0	0	0,0	64,68	4,58	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2049	0	0	0,0	0	0	0,0	64,68	4,58	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2050	0	0	0,0	0	0	0,0	64,68	4,58	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2051	0	0	0,0	0	0	0,0	64,68	4,58	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2052	0	0	0,0	0	0	0,0	64,68	4,58	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2053	0	0	0,0	0	0	0,0	64,68	4,58	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL	**4.896**	**7.996**	**0,0**	**4.896**	**7.996**	**0,0**				**360**	**-54**	**-72**	**0**	**-12**	**0**	**-1**	**221**	**-52**	**169**

* Gas en condición estandar

Present Worth (M U.S.$) at:	
10,00%	**131**
5,00%	**148**
15,00%	**118**
20,00%	**107**

TABLA 7.20 JDM
Resúmen de Ingresos Futuros en Participación para las Reservas Total Comprobadas
a la fecha
DECIEMBRE 31, 2018
para
JAGUEL DE LOS MACHOS FIELD
en
ARGENTINA
atribuibles a
VISTA OIL AND GAS

	Ventas Brutas (Gross)			Ventas en Participación (WI)			Precios Promedio			Ingresos							Cashflow		Cashflow
	Ventas de Petróle C5+ y Condensad	Ventas de Gas	Ventas de LPG	Ventas de Petróle C5+ y Condensad	Ventas de Gas	Ventas de LPG	Petróleo C5+ y Condensad	Gas	LPG	Ventas Futuras	Regalías	Costs Operativos	Otros Costos	Ingresos Brutos	Costos de Capital	Costos de Abandono	Antes de Impuestos	Impuestos por Ganancias	Después de Impuestos
	MBbl	MMcf	MTons	MBbl	MMcf	MTons	US$/bbl	US$/MMBTU	US$/Tn	MMUS$	MMUS$	MMUS$	MMUS$	MMUS$	MMUS$	MMUS$	MMUS$	MMUS$	MMUS$
2019	1.167	1.762	0,0	1.167	1.762	0,0	64,68	4,58	0,00	85	-13	-14	0	-3	-5	0	50	-15	35
2020	973	1.518	0,0	973	1.518	0,0	64,68	4,58	0,00	71	-11	-13	0	-2	-3	0	42	-10	32
2021	888	1.378	0,0	888	1.378	0,0	64,68	4,58	0,00	65	-10	-12	0	-2	0	0	41	-9	32
2022	759	1.202	0,0	759	1.202	0,0	64,68	4,58	0,00	56	-8	-11	0	-2	0	0	35	-8	27
2023	663	1.063	0,0	663	1.063	0,0	64,68	4,58	0,00	49	-7	-10	0	-2	0	0	30	-6	23
2024	587	948	0,0	587	948	0,0	64,68	4,58	0,00	43	-6	-9	0	-1	0	0	26	-6	20
2025	395	640	0,0	395	640	0,0	64,68	4,58	0,00	29	-4	-7	0	-1	0	0	16	-3	13
2026	0	0	0,0	0	0	0,0	64,68	4,58	0,00	0	0	0	0	0	0	-1	-1	0	-1
2027	0	0	0,0	0	0	0,0	64,68	4,58	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2028	0	0	0,0	0	0	0,0	64,68	4,58	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2029	0	0	0,0	0	0	0,0	64,68	4,58	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2030	0	0	0,0	0	0	0,0	64,68	4,58	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2031	0	0	0,0	0	0	0,0	64,68	4,58	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2032	0	0	0,0	0	0	0,0	64,68	4,58	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2033	0	0	0,0	0	0	0,0	64,68	4,58	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2034	0	0	0,0	0	0	0,0	64,68	4,58	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2035	0	0	0,0	0	0	0,0	64,68	4,58	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2036	0	0	0,0	0	0	0,0	64,68	4,58	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2037	0	0	0,0	0	0	0,0	64,68	4,58	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2038	0	0	0,0	0	0	0,0	64,68	4,58	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2039	0	0	0,0	0	0	0,0	64,68	4,58	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2040	0	0	0,0	0	0	0,0	64,68	4,58	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2041	0	0	0,0	0	0	0,0	64,68	4,58	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2042	0	0	0,0	0	0	0,0	64,68	4,58	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2043	0	0	0,0	0	0	0,0	64,68	4,58	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2044	0	0	0,0	0	0	0,0	64,68	4,58	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2045	0	0	0,0	0	0	0,0	64,68	4,58	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2046	0	0	0,0	0	0	0,0	64,68	4,58	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2047	0	0	0,0	0	0	0,0	64,68	4,58	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2048	0	0	0,0	0	0	0,0	64,68	4,58	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2049	0	0	0,0	0	0	0,0	64,68	4,58	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2050	0	0	0,0	0	0	0,0	64,68	4,58	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2051	0	0	0,0	0	0	0,0	64,68	4,58	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2052	0	0	0,0	0	0	0,0	64,68	4,58	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2053	0	0	0,0	0	0	0,0	64,68	4,58	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL	**5.432**	**8.511**	**0,0**	**5.432**	**8.511**	**0,0**				**397**	**-60**	**-76**	**0**	**-13**	**-8**	**-1**	**239**	**-57**	**182**

* Gas en condición estandar

Present Worth (M U.S.$) at:	
10,00%	**140**
5,00%	**159**
15,00%	**125**
20,00%	**113**

TABLA 7.21 MED

Resúmen de Ingresos Futuros en Participación para las Reservas Comprobadas Desarrolladas

a la fecha
DECIEMBRE 31, 2018
para
MEDANITO FIELD
en
ARGENTINA
atribuibles a
VISTA OIL AND GAS

	Ventas Brutas (Gross)			Ventas en Participación (WI)			Precios Promedio			Ingresos							Cashflow		Cashflow
	Ventas de Petróle	Ventas de	Ventas de	/entas de Petróle	Ventas de	Ventas de	Petróleo			Ventas		Costs		Ingresos	Costos de	Costos de	Antes de	Impuestos	Después de
	C5+ y Condensad	Gas	LPG	C5+ y Condensad	Gas	LPG	C5+ y Condensad	Gas	LPG	Futuras	Regalías	Operativos	Otros Costos	Brutos	Capital	Abandono	Impuestos	por Ganancias	Impuestos
	MBbl	MMcf	MTons	MBbl	MMcf	MTons	US$/bbl	US$/MMBTU	US$/Tn	MMUS$	MMUS$	MMUS$	MMUS$	MMUS$	MMUS$	MMUS$	MMUS$	MMUS$	MMUS$
2019	1.298	330	0,0	1.298	330	0,0	64,67	4,58	0,00	86	-13	-21	0	-3	-1	0	48	-13	35
2020	1.118	297	0,0	1.118	297	0,0	64,67	4,58	0,00	74	-11	-20	0	-2	0	0	40	-9	31
2021	999	272	0,0	999	272	0,0	64,67	4,58	0,00	66	-10	-19	0	-2	0	0	35	-8	27
2022	912	253	0,0	912	253	0,0	64,67	4,58	0,00	60	-9	-18	0	-2	0	0	31	-7	24
2023	843	237	0,0	843	237	0,0	64,67	4,58	0,00	56	-8	-18	0	-2	0	0	28	-6	22
2024	787	223	0,0	787	223	0,0	64,67	4,58	0,00	52	-8	-17	0	-2	0	0	25	-5	20
2025	735	209	0,0	735	209	0,0	64,67	4,58	0,00	49	-7	-17	0	-2	0	0	23	-5	18
2026	578	165	0,0	578	165	0,0	64,67	4,58	0,00	38	-6	-16	0	-1	0	0	15	-3	12
2027	0	0	0,0	0	0	0,0	64,67	4,58	0,00	0	0	0	0	0	0	-3	-3	0	-3
2028	0	0	0,0	0	0	0,0	64,67	4,58	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2029	0	0	0,0	0	0	0,0	64,67	4,58	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2030	0	0	0,0	0	0	0,0	64,67	4,58	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2031	0	0	0,0	0	0	0,0	64,67	4,58	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2032	0	0	0,0	0	0	0,0	64,67	4,58	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2033	0	0	0,0	0	0	0,0	64,67	4,58	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2034	0	0	0,0	0	0	0,0	64,67	4,58	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2035	0	0	0,0	0	0	0,0	64,67	4,58	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2036	0	0	0,0	0	0	0,0	64,67	4,58	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2037	0	0	0,0	0	0	0,0	64,67	4,58	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2038	0	0	0,0	0	0	0,0	64,67	4,58	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2039	0	0	0,0	0	0	0,0	64,67	4,58	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2040	0	0	0,0	0	0	0,0	64,67	4,58	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2041	0	0	0,0	0	0	0,0	64,67	4,58	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2042	0	0	0,0	0	0	0,0	64,67	4,58	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2043	0	0	0,0	0	0	0,0	64,67	4,58	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2044	0	0	0,0	0	0	0,0	64,67	4,58	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2045	0	0	0,0	0	0	0,0	64,67	4,58	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2046	0	0	0,0	0	0	0,0	64,67	4,58	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2047	0	0	0,0	0	0	0,0	64,67	4,58	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2048	0	0	0,0	0	0	0,0	64,67	4,58	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2049	0	0	0,0	0	0	0,0	64,67	4,58	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2050	0	0	0,0	0	0	0,0	64,67	4,58	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2051	0	0	0,0	0	0	0,0	64,67	4,58	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2052	0	0	0,0	0	0	0,0	64,67	4,58	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2053	0	0	0,0	0	0	0,0	64,67	4,58	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL	**7.270**	**1.986**	**0,0**	**7.270**	**1.986**	**0,0**				**481**	**-72**	**-146**	**0**	**-16**	**-1**	**-3**	**243**	**-56**	**187**

* Gas en condición estandar

Present Worth (M U.S.$) at:	
10,00%	**140**
5,00%	**160**
15,00%	**124**
20,00%	**111**

TABLA 7.22 MED

Resúmen de Ingresos Futuros en Participación para las Reservas Total Comprobadas
a la fecha
DECIEMBRE 31, 2018
para
MEDANITO FIELD
en
ARGENTINA
atribuibles a
VISTA OIL AND GAS

	Ventas Brutas (Gross)			Ventas en Participación (WI)			Precios Promedio			Ingresos							Cashflow		Cashflow
	Ventas de Petróle C5+ y Condensad	Ventas de Gas	Ventas de LPG	Ventas de Petróle C5+ y Condensad	Ventas de Gas	Ventas de LPG	Petróleo C5+ y Condensad	Gas	LPG	Ventas Futuras	Regalías	Costs Operativos	Otros Costos	Ingresos Brutos	Costos de Capital	Costos de Abandono	Antes de Impuestos	Impuestos por Ganancias	Después de Impuestos
	MBbl	MMcf	MTons	MBbl	MMcf	MTons	US$/bbl	US$/MMBTU	US$/Tn	MMUS$	MMUS$	MMUS$	MMUS$	MMUS$	MMUS$	MMUS$	MMUS$	MMUS$	MMUS$
2019	1.417	377	0,0	1.417	377	0,0	64,67	4,58	0,00	94	-14	-22	0	-3	-7	0	47	-14	33
2020	1.253	350	0,0	1.253	350	0,0	64,67	4,58	0,00	83	-12	-21	0	-3	-7	0	40	-10	30
2021	1.172	341	0,0	1.172	341	0,0	64,67	4,58	0,00	78	-12	-20	0	-3	0	0	43	-9	34
2022	1.024	297	0,0	1.024	297	0,0	64,67	4,58	0,00	68	-10	-19	0	-2	0	0	36	-8	29
2023	924	269	0,0	924	269	0,0	64,67	4,58	0,00	61	-9	-18	0	-2	0	0	32	-7	25
2024	851	248	0,0	851	248	0,0	64,67	4,58	0,00	56	-8	-18	0	-2	0	0	28	-6	22
2025	787	230	0,0	787	230	0,0	64,67	4,58	0,00	52	-8	-17	0	-2	0	0	25	-5	20
2026	615	180	0,0	615	180	0,0	64,67	4,58	0,00	41	-6	-16	0	-1	0	0	17	-3	14
2027	0	0	0,0	0	0	0,0	64,67	4,58	0,00	0	0	0	0	0	0	-3	-3	0	-3
2028	0	0	0,0	0	0	0,0	64,67	4,58	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2029	0	0	0,0	0	0	0,0	64,67	4,58	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2030	0	0	0,0	0	0	0,0	64,67	4,58	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2031	0	0	0,0	0	0	0,0	64,67	4,58	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2032	0	0	0,0	0	0	0,0	64,67	4,58	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2033	0	0	0,0	0	0	0,0	64,67	4,58	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2034	0	0	0,0	0	0	0,0	64,67	4,58	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2035	0	0	0,0	0	0	0,0	64,67	4,58	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2036	0	0	0,0	0	0	0,0	64,67	4,58	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2037	0	0	0,0	0	0	0,0	64,67	4,58	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2038	0	0	0,0	0	0	0,0	64,67	4,58	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2039	0	0	0,0	0	0	0,0	64,67	4,58	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2040	0	0	0,0	0	0	0,0	64,67	4,58	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2041	0	0	0,0	0	0	0,0	64,67	4,58	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2042	0	0	0,0	0	0	0,0	64,67	4,58	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2043	0	0	0,0	0	0	0,0	64,67	4,58	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2044	0	0	0,0	0	0	0,0	64,67	4,58	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2045	0	0	0,0	0	0	0,0	64,67	4,58	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2046	0	0	0,0	0	0	0,0	64,67	4,58	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2047	0	0	0,0	0	0	0,0	64,67	4,58	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2048	0	0	0,0	0	0	0,0	64,67	4,58	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2049	0	0	0,0	0	0	0,0	64,67	4,58	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2050	0	0	0,0	0	0	0,0	64,67	4,58	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2051	0	0	0,0	0	0	0,0	64,67	4,58	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2052	0	0	0,0	0	0	0,0	64,67	4,58	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2053	0	0	0,0	0	0	0,0	64,67	4,58	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL	**8.044**	**2.290**	**0,0**	**8.044**	**2.290**	**0,0**				**532**	**-80**	**-152**	**0**	**-17**	**-14**	**-3**	**266**	**-62**	**204**

* Gas en condición estandar

Present Worth (M U.S.$) at:	
10,00%	**151**
5,00%	**174**
15,00%	**132**
20,00%	**118**

Gaffney, Cline & Associates

Apéndice III
Glosario Estándar

Vista Oil & Gas S.A.
13 de Febrero de 2019

GLOSARIO
Lista de Términos y Abreviaturas Estándar de la Industria Petrolera

%	Percentage	Porcentaje
1H05	First half (6 months) of 2005 (example of date)	Primer semestre (6 meses) de 2005 (ejemplo de fecha)
2Q06	Second quarter (3 months) of 2006 (example of date)	Segundo trimestre (3 meses) de 2006 (ejemplo de fecha)
2D	Two dimensional	Bidimensional
3D	Three dimensional	Tridimensional
4D	Four dimensional	Cuatro dimensiones
1P	Proved Reserves	Reservas probadas
2P	Proved plus Probable Reserves	Reservas Probadas más Probables
3P	Proved plus Probable plus Possible Reserves	Reservas Probados más Probables más Posibles
ABEX	Abandonment Expenditure	Gastos de Abandono
ACQ	Annual Contract Quantity	Volúmen Anual del Contrato
ºAPI	Degrees API (American Petroleum Institute)	Grados API (American Petroleum Institute)
AAPG	American Association of Petroleum Geologists	American Association of Petroleum Geologists
AVO	Amplitude versus Offset	Amplitud versus Desplazamiento
A$	Australian Dollars	Dólares Australianos
B	Billion (10^9)	Billones (10^9)
Bbl	Barrels	Barriles
/Bbl	per barrel	Por Barril
BBbl	Billion Barrels	Billones de Barriles
BHA	Bottom Hole Assembly	Conjunto de Fondo de Pozo
BHC	Bottom Hole Compensated	Fondo de Pozo Compensado
Bscf or Bcf	Billion standard cubic feet	Billones de pies cúbicos estándar
Bscfd or Bcfd	Billion standard cubic feet per day	Billones de pies cúbicos estándar por día
Bm^3	Billion cubic metres	Billones de metros cúbicos
bcpd	Barrels of condensate per day	Barriles de condensado por día
BHP	Bottom Hole Pressure	Presión de Fondo de Pozo
blpd	Barrels of liquid per day	Barriles de fluído por día
bpd	Barrels per day	Barriles por día
boe	Barrels of oil equivalent @ 6 Mcf/Bbl	Barriles de petróleo equivalente a 6 Mcf/Bbl
boepd	Barrels of oil equivalent per day @ 6 Mcf/Bbl	Barriles de petróleo equivalente por día a 6 Mcf/Bbl
BOP	Blow Out Preventer	Armadura de Control
bopd	Barrels oil per day	Barriles de petróleo por día
bwpd	Barrels of water per day	Barriles de agua por día
BS&W	Bottom sediment and water	Sedimentos de fondo y agua
BTU	British Thermal Units	Unidades Térmicas Británicas
CBM	Coal Bed Methane	Metano de yacimientos de carbono
CO_2	Carbon Dioxide	Dióxido de Carbono
CAPEX	Capital Expenditure	Gastos de capital
CCGT	Combined Cycle Gas Turbine	Turbina de gas de ciclo combinado
cm	centimetres	Centímetros
CMM	Coal Mine Methane	Metano de minas de carbón
CNG	Compressed Natural Gas	Gas natural comprimido
Cp	Centipoise (a measure of viscosity)	Centipoise (unidad de medida de viscosidad)
CSG	Coal Seam Gas	Gas de veta de carbón
CT	Corporation Tax	Impuesto de sociedades

D1BM	Design 1 Build Many	Diseño 1Build Many
DCQ	Daily Contract Quantity	Volúmen Diario del Contrato
Deg C	Degrees Celsius	Grados Celsius
Deg F	Degrees Fahrenheit	Grados Fahrenheit
DHI	Direct Hydrocarbon Indicator	Indicador Directo de Hidrocarburos
DLIS	Digital Log Interchange Standard	Intercambio estándar de Registro Digital
DST	Drill Stem Test	Ensayos de presión a través de sondeo
DWT	Dead-weight ton	Tonelada de peso muerto
E&A	Exploration & Appraisal	Exploración y Evaluación
E&P	Exploration and Production	Exploración y Producción
EBIT	Earnings before Interest and Tax	Ganancias antes de intereses e impuestos
EBITDA	Earnings before interest, tax, depreciation and amortisation	Ganancias antes de intereses, impuestos, depreciación y amortización
ECS	Elemental Capture Spectroscopy	Espectroscopía de Captura Elemental
EI	Entitlement Interest	Intereses de Participación
EIA	Environmental Impact Assessment	Evaluación de Impacto Ambiental
ELT	Economic Limit Test	Prueba de Límite Económico
EMV	Expected Monetary Value	Valor Monetario Previsto
EOR	Enhanced Oil Recovery	Recuperación Mejorada de Petróleo
EUR	Estimated Ultimate Recovery	Recuperación Final Estimada
FDP	Field Development Plan	Plan de Desarrollo de Campo
FEED	Front End Engineering and Design	Ingeniería y Diseño Inicial
FPSO	Floating Production, Storage and Offloading	Plataforma offshore de producción, almacenamiento y despacho.
FSO	Floating Storage and Offloading	Plataforma offshore de almacenamiento y despacho.
FWL	Free Water Level	Nivel de Agua Libre
ft	Foot/feet	Pie / Pies
Fx	Foreign Exchange Rate	Tipo de Cambio de Divisas Extranjeras
g	gram	gramo
g/cc	grams per cubic centimetre	gramos por centímetro cúbico
gal	gallon	galón
gal/d	gallons per day	galones por día
G&A	General and Administrative costs	Gastos generales y administrativos
GBP	Pounds Sterling	Libra Esterlina
GCoS	Geological Chance of Success	Posibilidad Geológica de Exito
GDT	Gas Down to	Profundidad comprobada de gas
GIIP	Gas initially in place	Volúmen de gas original in-situ
GJ	Gigajoules (one billion Joules)	Gigajoules (mil millones de Joules)
GOC	Gas Oil Contact	Contacto Gas-Petróleo
GOR	Gas Oil Ratio	Relación Gas-Petróleo
GRV	Gross Rock Volumes	Volúmenes de Roca-Gas
GTL	Gas to Liquids	Gas a Líquidos
GWC	Gas water contact	Contacto agua-gas
HDT	Hydrocarbons Down to	Profundidad comprobada de hidrocarburos
HSE	Health, Safety and Environment	Salud, Seguridad y Medioambiente
HSFO	High Sulphur Fuel Oil	Combustible con alto contenido de azufre
HUT	Hydrocarbons up to	Hidrocarburos hasta
H_2S	Hydrogen Sulphide	Ácido sulfhídrico
IOR	Improved Oil Recovery	Recuperación Mejorada de Petróleo
IPP	Independent Power Producer	Productor de Energía Independiente

IRR	Internal Rate of Return	Tasa Interna de Retorno
J	Joule (Metric measurement of energy) I kilojoule = 0.9478 BTU)	Joule (unidad de medida de la energía) 1 kilojoule = 0,9478 BTU)
k	Permeability	Permeabilidad
KB	Kelly Bushing	Buje Kelly
KJ	Kilojoules (one Thousand Joules)	Kilojoules (Mil Joules)
kl	Kilolitres	Kilolitros
km	Kilometres	Kilómetros
km^2	Square kilometres	Kilómetros Cuadrados
kPa	Thousands of Pascals (measurement of pressure)	Miles de Pascales (medición de la presión)
KW	Kilowatt	Kilovatio
KWh	Kilowatt hour	Kilovatio hora
LAS	Log ASCII Standard	Registro ASCII Estándar
LKG	Lowest Known Gas	Máxima profundidad de gas conocida
LKH	Lowest Known Hydrocarbons	Máxima profundidad de hidrocarburos conocida
LKO	Lowest Known Oil	Máxima profundidad de petróleo conocida
LNG	Liquefied Natural Gas	Gas Natural Licuado
LoF	Life of Field	Vida de Campo
LPG	Liquefied Petroleum Gas	Gas de Petróleo Licuado
LTI	Lost Time Injury	Tiempo Perdido por Lesiones
LWD	Logging while drilling	Registro de perfiles durante la perforación
m	Metres	Metros
M	Thousand	Mil
m^3	Cubic metres	Metros Cúbicos
Mcf or Mscf	Thousand standard cubic feet	Miles de pies cúbicos estándar
MCM	Management Committee Meeting	Reunión del Comité de Gestión
MMcf or MMscf	Million standard cubic feet	Millones de pies cúbicos estándar
m^3d	Cubic metres per day	Metros Cúbicos por día
mD	Measure of Permeability in millidarcies	Medida de permeabilidad en milidarcies
MD	Measured Depth	Profundidad medida
MDT	Modular Dynamic Tester	Medidor Dinámico Modular
Mean	Arithmetic average of a set of numbers	Promedio aritmético de un conjunto de números
Median	Middle value in a set of values	Valor medio en un conjunto de valores
MFT	Multi Formation Tester	Medidor de Formación Múltiple
mg/l	milligrams per litre	miligramos por litro
MJ	Megajoules (One Million Joules)	Megajoules (Un Millón de Joules)
Mm^3	Thousand Cubic metres	Miles de metros cúbicos
Mm^3d	Thousand Cubic metres per day	Miles de metros cúbicos por día
MM	Million	Millón
MMm^3	Million Cubic Metres	Millón de Metros Cúbicos
MMm^3/d	Million Cubic Metres per day	Millón de Metros Cúbicos por día
MMBbl	Millions of barrels	Millones de barriles
MMBTU	Millions of British Thermal Units	Millones de Unidades Térmicas Británicas
Mode	Value that exists most frequently in a set of values = most likely	Valor que existe más frecuentemente en un conjunto de valores = más probable
Mscfd	Thousand standard cubic feet per day	Miles de pies cúbicos estándar por día
MMscfd	Million standard cubic feet per day	Millones de pies cúbicos estándar por día
MW	Megawatt	Megavatio
MWD	Measuring While Drilling	Medición durante la perforación

MWh	Megawatt hour	Megavatio hora
mya	Million years ago	Hace un millón de años
NGL	Natural Gas Liquids	Líquidos del Gas Natural
N_2	Nitrogen	Nitrógeno
NTG	Net/Gross Ratio	Relación Neto/Bruto
NPV	Net Present Value	Valor Actual Neto
OBM	Oil Based Mud	Lodo a base de petróleo
OCM	Operating Committee Meeting	Reunión del Comité de Operaciones
ODT	Oil down to	Profundidad de petróleo comprobada
OGIP	Original Gas in Place	Gas original In-Situ
OIIP	Oil Initially in Place	Crudo Inicial In-Situ
OOIP	Original Oil in Place	Crudo Original In-Situ
OPEX	Operating Expenditure	Gastos de Operación
OWC	Oil Water Contact	Contacto agua-crudo
p.a.	Per annum	Anualmente
Pa	Pascals (metric measurement of pressure)	Pascales (medición métrica de la presión)
P&A	Plugged and Abandoned	Tapón de abandono
PDP	Proved Developed Producing	Probadas desarrolladas en producción
Phie	Effective Porosity	Porosidad Efectiva
PI	Productivity Index	Índice de Productividad
PIIP	Petroleum Initially in Place	Crudo Inicialmente In-Situ
PJ	Petajoules (10^{15} Joules)	Petajoules (10^{15} Joules)
PSDM	Post Stack Depth Migration	Migración en profundidad post apilamiento
psi	Pounds per square inch	Libras por pulgada cuadrada
psia	Pounds per square inch absolute	Libras por pulgada cuadrada absoluta
psig	Pounds per square inch gauge	Libras por pulgada cuadrada de calibre
PUD	Proved Undeveloped	Probado sin desarrollar
PVT	Pressure volume temperature	Temperatura del volumen de presión
P10	10% Probability	10% de probabilidad
P50	50% Probability	50% de probabilidad
P90	90% Probability	90% de probabilidad
Rf	Recovery factor	Factor de recuperación
RFT	Repeat Formation Tester	RFT
RT	Rotary Table	Mesa rotativa
R/P	Reserve to Production	Reserva para Producción
R_w	Resistivity of water	Resistividad del agua
SCAL	Special core analysis	Análisis de núcleo especial
cf or scf	Standard Cubic Feet	Pies cúbicos estándar
cfd or scfd	Standard Cubic Feet per day	Pies cúbicos estándar por día
scf/ton	Standard cubic foot per ton	Pies cúbicos estándar por tonelada
SL	Straight line (for depreciation)	Línea recta (para depreciación)
s_o	Oil Saturation	Saturación de crudo
SPM	Single Point Mooring	Punto Único de Amarre
SPE	Society of Petroleum Engineers	Society of Petroleum Engineers
SPEE	Society of Petroleum Evaluation Engineers	Society of Petroleum Evaluation Engineers
SPS	Subsea Production System	Sistema de Producción Submarina
ss	Subsea	Submarino
stb	Stock tank barrel	Barril de crudo almacenado
STOIIP	Stock tank oil initially in place	Petróleo original in-situ en condiciones estándar
Swi	Irreducible Water Saturation	Saturación de Agua Irreducible

S_w	Water Saturation	Saturación de agua
T	Tonnes	Toneladas
TD	Total Depth	Profundidad total
Te	Tonnes equivalent	Toneladas equivalentes
THP	Tubing Head Pressure	Presión de cabeza de tubería
TJ	Terajoules (10^{12} Joules)	Terajoules (10^{12} Joules)
Tscf or Tcf	Trillion standard cubic feet	Trillón de pies cúbicos estándar
TCM	Technical Committee Meeting	Reunión del Comité Técnico
TOC	Total Organic Carbon	Carbono orgánico total
TOP	Take or Pay	Toma o paga
Tpd	Tonnes per day	Toneladas por día
TVD	True Vertical Depth	Profundidad vertical verdadera
TVDss	True Vertical Depth Subsea	Profundidad vertical verdadera submarina
UFR	Umbilical Flow Lines and Risers	Líneas de flujo umbilical y elevadores
USGS	United States Geological Survey	Encuesta Geológica de los Estados Unidos
US$	United States Dollar	Dólar Americano
VLCC	Very Large Crude Carrier	Transportista Crudo Muy Grande
Vsh	Shale Volume	Volúmen de Shale
VSP	Vertical Seismic Profiling	Perfiles sísmicos verticales
WC	Water Cut	Corte de agua
WI	Working Interest	Participación
WPC	World Petroleum Council	World Petroleum Council
WTI	West Texas Intermediate	West Texas Intermediate
wt%	Weight percent	Porcentaje de peso