



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

Reporte Anual 2020

Calle Volcán 150, piso 5, Colonia Lomas de Chapultepec, Miguel Hidalgo, Ciudad de México,
México

Serie	A	C	Serie	Serie
Especificación de las características de los títulos en circulación				
Clase	UNICA	UNICA	UNICA	N/A
Serie	A	C	TITULOS OPCIONALES	AMERICAN DEPOSITARY SHARES
Tipo	ORDINARIAS	ORDINARIAS	N/A	N/A
Número de acciones	87,878,453 Acciones Serie A	2 Acciones Serie C	99,680,000	53,350,679 ADSs ⁽¹⁾
Bolsas donde están registrados	BOLSA MEXICANA DE VALORES, S.A.B.	BOLSA MEXICANA DE VALORES, S.A.B.	BOLSA MEXICANA DE VALORES, S.A.B.	BOLSA DE VALORES DE NUEVA YORK (NYSE)
Clave de pizarra de mercado origen	VISTA	VISTA C (INACTIVA)	VTW408A-EC001	VIST
Tipo de operación				
Observaciones				⁽¹⁾ Al 31 de diciembre de 2020.

Clave de cotización:

VISTA (BMV) y VIST (NYSE)

La mención de que los valores de la emisora se encuentran inscritos en el Registro:

Los títulos se encuentran inscritos en el Registro Nacional de Valores

Leyenda artículo 86 de la LMV:

La inscripción en el Registro Nacional de Valores no implica certificación sobre la bondad de los valores, solvencia de la emisora o sobre la exactitud o veracidad de la información contenida en este Reporte anual, ni convalida los actos que, en su caso, hubieren sido realizados en contravención de las leyes.

Leyenda Reporte Anual CUE:

Reporte anual que se presenta de acuerdo con las disposiciones de carácter general aplicables a las emisoras de valores y a otros participantes del mercado

Periodo que se presenta:

Del 1 de enero al 31 de diciembre de 2020

ÍNDICE

INFORMACIÓN INCLUIDA EN ESTE REPORTE ANUAL	3
PRESENTACIÓN DE INFORMACIÓN	7
GLOSARIO DE TÉRMINOS DEFINIDOS	11
ESTIMACIONES FUTURAS.....	20
RESUMEN EJECUTIVO.....	22
INFORMACIÓN FINANCIERA CONSOLIDADA	26
FACTORES DE RIESGO	42
Riesgos relacionados con nuestro negocio e industria.....	42
Riesgos relacionados con nuestra Compañía	58
Riesgos relacionados con las economías y entornos regulatorios argentinos y mexicanos.	68
Riesgos relacionados con nuestras Acciones Serie A y los ADS	99
OTROS VALORES.....	108
CAMBIOS SIGNIFICATIVOS A LOS DERECHOS DE VALORES INSCRITOS EN EL REGISTRO	109
INFORMACIÓN DE LA COMPAÑÍA	110
PANORAMA DE LA INDUSTRIA Y REGULATORIO.....	149
ADMINISTRACIÓN Y GOBIERNO CORPORATIVO.....	213
ACCIONISTAS PRINCIPALES	227
OPERACIONES CON PARTES RELACIONADAS.....	229
PROCEDIMIENTOS LEGALES.....	230
POLÍTICA DE DIVIDENDOS	231
CAMBIOS SIGNIFICATIVOS	232
HISTORIAL EN EL MERCADO DE VALORES.....	233
INFORMACIÓN DE MERCADO	235
DESCRIPCIÓN DE LAS ACCIONES SERIE A Y DE NUESTROS ESTATUTOS	242
ACUERDOS MATERIALES	268
CONTROLES CAMBIARIOS.....	269
DOCUMENTOS DE CARÁCTER PÚBLICO	290
ACONTECIMIENTOS RECIENTES.....	291
PERSONAS RESPONSABLES	292
ANEXOS.....	293

Los anexos forman parte integral del reporte anual

INFORMACIÓN INCLUIDA EN ESTE REPORTE ANUAL

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

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

Información requerida	Sección del reporte anual	Pág.
I. INFORMACIÓN GENERAL		
a) Glosario de términos definidos	"GLOSARIO DE TÉRMINOS DEFINIDOS"	10
b) Resumen ejecutivo	"RESUMEN EJECUTIVO"	21
c) Factores de riesgo	"FACTORES DE RIESGO"	41
d) Otros valores	"OTROS VALORES"	107
e) Cambios significativos a los derechos de valores inscritos en el Registro	"CAMBIOS SIGNIFICATIVOS A LOS DERECHOS DE VALORES INSCRITOS EN EL REGISTRO"	108
f) Destino de los fondos	N/A	
g) Documentos de carácter público	"DOCUMENTOS DE CARÁCTER PÚBLICO"	289
h) Formador de mercado	N/A	
II. LA EMISORA		
a) Historia y desarrollo de la Emisora	"INFORMACIÓN DE LA COMPAÑÍA – Historia y desarrollo de la Compañía"	109
b) Descripción del negocio		
(i) Actividad principal	"INFORMACIÓN DE LA COMPAÑÍA – Nuestra operación"	113
(ii) Canales de distribución	"INFORMACIÓN DE LA COMPAÑÍA – Transporte y tratamiento"	141
(iii) Patentes, licencias, marcas y otros contratos	"INFORMACIÓN DE LA COMPAÑÍA – Propiedad Intelectual" y "PANORAMA DE LA INDUSTRIA Y REGULATORIO – Investigación y desarrollo, patentes y licencias, etc."	143 y 208
(iv) Principales clientes	"INFORMACIÓN DE LA COMPAÑÍA – Clientes y Mercadotecnia"	142
(v) Legislación aplicable y situación tributaria	"PANORAMA DE LA INDUSTRIA Y REGULATORIO – Panorama de la industria del petróleo y gas en México"	172
(vi) Recursos humanos	"ADMINISTRACIÓN Y GOBIERNO CORPORATIVO – Empleados"	224
(vii) Desempeño ambiental	"INFORMACIÓN DE LA COMPAÑÍA – Política ambiental"	146
(viii) Información del mercado	"INFORMACIÓN DE MERCADO"	234
(ix) Estructura corporativa	"ADMINISTRACIÓN Y GOBIERNO CORPORATIVO" y "ACCIONISTAS PRINCIPALES"	212 y 226
(x) Descripción de sus principales activos	"INFORMACIÓN DE LA COMPAÑÍA – Panorama General"	111
(xi) Procesos judiciales, administrativos o arbitrales	"PROCEDIMIENTOS LEGALES"	229
(xii) Acciones representativas del capital social	"ADMINISTRACIÓN Y GOBIERNO CORPORATIVO" y "ACCIONISTAS PRINCIPALES"	212 y 226
(xiii) Dividendos	"POLÍTICA DE DIVIDENDOS"	230
III. INFORMACIÓN FINANCIERA		
a) Información financiera seleccionada	"INFORMACIÓN FINANCIERA CONSOLIDADA – Información financiera seleccionada"	25

Información requerida	Sección del reporte anual	Pág.
b) Información financiera por línea de negocio, zona geográfica y ventas de exportación	"INFORMACIÓN FINANCIERA CONSOLIDADA – Información financiera por línea de negocio, zona geográfica y ventas de exportación"	29
c) Informe de créditos relevantes	"INFORMACIÓN FINANCIERA CONSOLIDADA – Informe de créditos relevantes"	33
D) Comentarios y análisis de la administración sobre los resultados de operación y la situación financiera de la Emisora	"INFORMACIÓN FINANCIERA CONSOLIDADA – Comentarios y análisis de la administración sobre los resultados de operación y la situación financiera de la Emisora"	36
(i) Resultados de la operación	"INFORMACIÓN FINANCIERA CONSOLIDADA – Comentarios y análisis de la administración sobre los resultados de operación y la situación financiera de la Emisora – Resultados de la operación"	36
(ii) Situación financiera, Liquidez y fuentes de capital	"INFORMACIÓN FINANCIERA CONSOLIDADA – Comentarios y análisis de la administración sobre los resultados de operación y la situación financiera de la Emisora – Situación financiera, Liquidez y fuentes de capital"	38
(iii) Control interno	"INFORMACIÓN FINANCIERA CONSOLIDADA – Comentarios y análisis de la administración sobre los resultados de operación y la situación financiera de la Emisora – Control interno"	39
E) Estimaciones, provisiones o reservas contables críticas	"INFORMACIÓN FINANCIERA CONSOLIDADA – Estimaciones, provisiones o reservas contables críticas"	40
IV. ADMINISTRACIÓN		
a) Auditores externos	"ADMINISTRACIÓN Y GOBIERNO CORPORATIVO" y "DESCRIPCIÓN DE LAS ACCIONES SERIE A Y DE NUESTROS ESTATUTOS"	212 y 241
b) Operaciones con personas relacionadas y conflictos de interés	"OPERACIONES CON PARTES RELACIONADAS"	228
c) Administradores y accionistas	"ADMINISTRACIÓN Y GOBIERNO CORPORATIVO" y "ACCIONISTAS PRINCIPALES"	212 y 226
d) Estatutos sociales y otros convenios	"DESCRIPCIÓN DE LAS ACCIONES SERIE A Y DE NUESTROS ESTATUTOS"	241
V. MERCADO DE CAPITALES		
a) Estructura accionaria	"HISTORIAL EN EL MERCADO DE VALORES" y, "DESCRIPCIÓN DE LAS ACCIONES SERIE A Y DE NUESTROS ESTATUTOS"	233 y 241
b) Comportamiento de la acción en el mercado de valores	"HISTORIAL EN EL MERCADO DE VALORES"	233
c) Formador de mercado	N/A	
VI. ACTIVOS SUBYACENTES		
a) Descripción de los activos subyacentes.	N/A	
b) Comportamiento histórico de los activos subyacentes	N/A	
c) Ejercicios que cuantifiquen los posibles rendimientos o pérdidas que bajo diferentes escenarios pudieran generarse	N/A	
d) Otra información	N/A	
VII. PERSONAS RESPONSABLES	"PERSONAS RESPONSABLES"	292

Información requerida	Sección del reporte anual	Pág.
VIII. ANEXOS	"ANEXOS"	

PRESENTACIÓN DE INFORMACIÓN

A menos de que se indique o el contexto lo requiera, (i) los términos "Vista", "Compañía", "Sociedad", "nosotros", o "nuestra(o)", 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; (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 reporte anual); ver "INFORMACIÓN DE LA COMPAÑÍA – Historia y desarrollo de la Compañía"; (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 reporte anual); ver "INFORMACIÓN DE LA COMPAÑÍA – Historia y desarrollo de la Compañía"; y (ix) el término "APCO Sucursal Argentina" se refiere a APCO Oil & Gas S.A.U., (antes conocido como APCO Oil and Gas International, Inc. (Sucursal Argentina) (junto con APCO International y APCO Argentina, las "Entidades APCO"). Favor de ver las secciones "RESUMEN EJECUTIVO" y "NUESTRO NEGOCIO" de este reporte anual.

Las referencias a "Acciones Serie A" o "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).

Estados financieros

Los estados financieros incluidos en este reporte anual han sido preparados sobre una base del costo histórico, excepto por ciertos activos y pasivos financieros que se han medido a valor razonable, esto de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), 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.

Los estados financieros auditados han sido preparados de acuerdo con las NIIF emitidas por la IASB y se presentan en Dólares.

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 Estados 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 auditados se presentan en Dólares.

Algunas de las cifras incluidas en este reporte anual 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.

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 Agua Amarga y Bajada del Palo 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 84.62% 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 PELS, misma que, junto con (a) la participación del 39.22% en PELS 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 (a) (i) 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 PELS, suma el 100% del capital social de PELS, el cual poseemos a la fecha del presente reporte anual.

Medidas financieras no incluidas en las NIIF

En el presente reporte anual 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 reorganizaciones y deterioro (recuperación) de propiedades, plantas y equipos. Consideramos que la naturaleza de los costos de reestructura y reorganizaciones 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 reorganizaciones y los gastos de transacción no son gastos operativos recurrentes normales. Consideramos que al excluir los costos de reestructura y reorganización y los costos de transacción relacionados con las combinaciones de negocios, somos capaces de proporcionar 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 y reorganización, 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. Favor de referirse a la sección "INFORMACIÓN FINANCIERA CONSOLIDADA" del presente reporte anual.

Datos de mercado e industria

El presente reporte anual 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 en este reporte anual respecto a las cantidades estimadas de Reservas Probadas se deriva de las estimaciones de las Reservas Probadas al 31 de diciembre de 2020. Las estimaciones de Reservas Probadas se derivan del reporte de fecha 1 de febrero de 2021 preparado por DeGolyer and MacNaughton Corp. ("D&M"), para nuestras concesiones ubicadas en Argentina, y el reporte de fecha 5 de febrero de 2021 preparado por Netherland Sewell International, S. de R.L. de C.V. ("NSI") para nuestras concesiones ubicadas en México (conjuntamente, los "Reportes de Reservas 2020"). Los Reportes de Reservas 2020 se incluyen como Anexo "B" y Anexo "C" al presente reporte anual. D&M y NSI son consultores independientes en evaluación de reservas. El Reporte de Reservas de 2020 preparado por D&M se realizó con base en la información proporcionada por nosotros y presenta una valuación al 31 de diciembre de 2020 de las reservas de petróleo y gas ubicadas en Entre Lomas Río Negro, Entre Lomas Neuquén, Bajada del Palo Oeste, Bajada de Palo Este, Charco del Palenque, Jarilla Quemada, Coirón Amargo Norte, Coirón Amargo Sur Oeste, Acambuco, Jagüel de los Machos y 25 de Mayo-Medanito en Argentina. El Reporte de Reservas de 2020 preparado por NSI se realizó con base en la información proporcionada por nosotros y presenta una valuación al 31 de diciembre de 2020 de nuestras concesiones de petróleo y gas, CS-01 y A-10, ubicadas en México.

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 reporte anual 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 reporte anual ha sido preparada de acuerdo con las definiciones de la Regla 4-10(a) de la Regulación S-X, promulgada por la SEC 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 reporte anual.

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.

“**Acuerdo de Operación Conjunta**” tiene el significado que se le atribuye en la sección “*INFORMACIÓN DE LA COMPAÑÍA*”.

“**Adquisición**” tiene el significado indicado en la sección “*DESCRIPCIÓN DE LAS ACCIONES SERIE A Y DE NUESTROS ESTATUTOS – Restricciones a la Transferencia de Acciones*” del presente reporte anual.

“**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.

“**AFIP**” significa la Administración Federal de Ingresos Públicos de Argentina.

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

“**Alianza Petrolera**” significa Alianza Petrolera Argentina S.A.

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

“**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*.

"**ASG**" significan los factores Ambientales, de Sociales y de Gobierno.

"**BADLAR**" significa la tasa anual igual al promedio ponderado de las tasas de los depósitos fijos que superen un millón de Pesos Argentinos en bancos privados durante 30/35 días, según la misma sea publicada por el BCRA.

"**Baker Hughes**" significa Baker Hughes Argentina, S.R.L.

"**BCRA**" significa el Banco Central de la República Argentina.

"**bbl**" significa barriles de petróleo.

"**Bnbbbl**" 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.

"**CAGR**" significa, tasa de crecimiento anual compuesto (*compound growth rate*, en inglés).

"**CAMMESA**" significa la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A.

"**CASO**" significa la concesión no convencional de Coirón Amargo Sur Oeste.

"**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.

"**CNH**" significa la Comisión Nacional de Hidrocarburos de México.

“**CNV**” significa la Comisión Nacional de Valores.

“**COFECE**” significa la Comisión Federal de Competencia Económica.

“**Combinación Inicial de Negocios**” tiene el significado que se le atribuye en la Sección “*PRESENTACIÓN DE INFORMACIÓN – La Combinación Inicial de Negocios*” del presente reporte anual.

“**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 “*PANORAMA DE LA INDUSTRIA Y REGULATORIO - Liquidez y fuentes de capital*” del presente reporte anual.

“**CRE**” significa la Comisión Reguladora de Energía de México.

“**D&M**” significa DeGolyer and MacNaughton.

“**DFC**” significa, *Development Finance Corporation*, antes OPIC.

“**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.

“**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 según se describe en la sección “*ADMINISTRACIÓN Y GOBIERNO CORPORATIVO - Equipo de Administración*” de este reporte anual.

“**Estados Financieros Auditados**” significa los estados financieros consolidados preparados bajo las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF) incluidos en el Anexo “A” del reporte anual.

“**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**” tiene el significado que se le atribuye en la sección “*FACTORES DE RIESGO – Riesgos relacionados con nuestra Compañía*”.

“**GEI**” significa emisiones de gases de efecto invernadero.

“**Gobierno argentino**” se refiere al gobierno nacional de Argentina.

“**G&P**” significa Gas y Petróleo del Neuquén, S.A.

“**IEA**” significa la *International Energy Agency*.

“**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.

“**IPC**” significa el Índice de Precios al Consumidor de Argentina.

“**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.

“**Jaguar**” significa Jaguar Exploración y Producción de Hidrocarburos 2.3, 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.

“**LIE**” significa la Ley de Industria Eléctrica.

“**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 No. 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.

“**MMbbbl**” 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.

“**MULC**” significa el mercado de divisivas, Mercado Único y Libre de Cambios.

“**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.

“**NSAI**” significa Netherland, Sewell, & Associates Inc.

“**NSI**” significa Netherland Sewell International, S de R.L. de C.V.

“**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 “*INFORMACIÓN DE LA COMPAÑÍA – Modalidad de contratación One Team Contracts*” del presente reporte anual.

“**OPEP**” significa la Organización de Países Exportadores de Petróleo.

“**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.

“**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 Posterior a la Combinación Inicial de Negocios**” significa el periodo comprendido entre el 4 de abril de 2018 y el 31 de diciembre de 2018.

“**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 “ADMINISTRACIÓN Y GOBIERNO CORPORATIVO - Plan de incentivos a largo plazo”.

“**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 Cheriñacov.

“**Programa de Deuda**” tiene el significado que se le atribuye en la sección “*INFORMACIÓN DE LA COMPAÑÍA – Eventos significativos del 2020*” de este reporte anual.

“**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.

“**PYME**” significa pequeñas y medianas empresas.

“**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 “*INFORMACIÓN DE LA COMPAÑÍA – Reestructuración Argentina*”.

“**Régimen de Promoción de Inversión**” significa el Régimen de Promoción de Inversión para la Explotación establecido por Decreto No. 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.

“**Reportes de Reservas 2020**” significa, conjuntamente, el reporte de fecha 1 de febrero de 2021 preparado por D&M, para las concesiones ubicadas en Argentina, y el reporte de fecha 5 de febrero de 2021 preparado por NSI para las concesiones ubicadas en México, incluidos como Anexo “B” y Anexo “C” al presente reporte anual.

“**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.

“RSE” significa responsabilidad social empresarial.

“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 Desarrollo Productivo 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.

“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.

“TGS” significa Transportadora de Gas del Sur S.A.

“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.

“TM20” significa la tasa anual igual al promedio ponderado de las tasas de los depósitos fijos que superen los 20 millones de Pesos Argentinos en bancos privados durante 30/35 días, según lo publicado por el BCRA.

“Total Austral” o “Total” significa Total Austral S.A.

“Trafigura” significa Trafigura Argentina S.A.

“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.

"UTs" o "Unidades de Trabajo" significa la unidad base utilizada como referencia para declarar y evaluar el cumplimiento de las actividades previstas en un (i) programa mínimo de compromiso de trabajo asumido por un contratista en virtud de un contrato de exploración y producción de hidrocarburos, (ii) el aumento de las actividades de dicho programa, así como (iii) cualquier otro compromiso de trabajo adicional asumido para cualquier fase determinada del contrato de exploración y producción no incluido en el programa de compromiso.

"Vista Argentina" significa Vista Oil & Gas Argentina S.A.U. (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.

“Wintershall” significa Wintershall Holding GmbH.

“Wood Mackenzie” significa Wood Mackenzie, Ltd.

“WTI” significa West Texas Intermediate.

“YPF” significa YPF, S.A.

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

ESTIMACIONES FUTURAS

Este reporte anual incluye estimaciones sobre el futuro, principalmente bajo los títulos de “RESUMEN EJECUTIVO”, “FACTORES DE RIESGO”, e “INFORMACIÓN DE LA COMPAÑÍA”.

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 reporte anual, 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;
- el impacto de los acontecimientos políticos e incertidumbre relacionada con las condiciones políticas y económicas en Argentina, incluyendo las políticas del nuevo gobierno en Argentina;
- acontecimientos económicos o políticos significativos en México y Estados Unidos;
- incertidumbres relacionadas con los resultados de las futuras elecciones en Argentina y 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;
- incertidumbre relacionada con los efectos del brote de COVID-19;
- los efectos de una pandemia o epidemia y las consiguientes restricciones reglamentarias o medidas de contención obligatorias;
- 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;
- las incertidumbres inherentes a la realización de estimaciones de nuestras reservas de petróleo y gas, incluidas las reservas de petróleo y gas recientemente descubiertas;
- 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 reporte anual 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 reporte anual.

RESUMEN EJECUTIVO

La información que se incluye en este resumen se refiere en su totalidad a la información pormenorizada que se refleja en el presente reporte anual y en los estados financieros que se acompañan al mismo. Salvo que expresamente se indique lo contrario, toda la información y datos son al 31 de diciembre de 2020.

Introducción

Nos constituimos el 22 de marzo de 2017 como una Sociedad Anónima Bursátil de Capital Variable o S.A.B. de C.V. conforme a las leyes de los Estados Unidos Mexicanos. En dicho año, éramos una sociedad de propósito específico para la adquisición de empresas (*special purpose acquisition company*, “SPAC”), creada con la finalidad de consumir una fusión, adquisición de activos, adquisición de acciones, participaciones o intereses, combinación, consolidación, reorganización o alguna otra combinación de negocios similar independientemente de su denominación, con cualquier otro u otros negocios y con toda clase de entidades y a la cual nos referiremos a lo largo del presente reporte anual como nuestra “Combinación Inicial de Negocios”.

Panorama General

Somos una compañía independiente de petróleo y gas en América Latina que inició operaciones el 4 de abril de 2018. Nuestros principales activos se encuentran en Vaca Muerta, el mayor jugador de petróleo y gas *shale* por fuera de Norte America, donde poseemos aproximadamente 134,00 acres. También poseemos activos convencionales en Argentina y Mexico. La mayor parte de nuestra producción e ingresos, nuestras perforaciones en curso y trabajos de reacondicionamiento, reservas probadas estimadas y activos se encuentran en Argentina, incluyendo nuestros pozos de Vaca Muerta actualmente produciendo.

Buscamos generar un sólido retorno para nuestros inversores basado en los siguientes principales impulsores.

Solidos rendimientos en Vaca Muerta.

Nuestro plan de crecimiento está basado en el desarrollo de un inventario de aproximadamente 550 pozos en Bajada del Palo Oeste, nuestro desarrollo insignia en Vaca Muerta, con los mayores estándares de eficiencia y seguridad. Al 31 de diciembre de 2020, habíamos conectado cinco *pads*, de cuatro pozos cada uno, en Bajada del Palo Oeste, llevando nuestra producción a 16.6 Mboe/d en ese mes.

Logramos métricas operativas sólidas en nuestras actividades de perforación y completación. Nuestra velocidad de perforación en el *pad* #6 fue 993 pies por día, una mejora del 108% respecto al *pad* #1. Adicionalmente, mejoramos nuestros costos de completación en un 45% a US\$ 120 mil por etapa en el *pad* #6 respecto a US\$ 220 mil por etapa en el *pad* #1. Como resultado, el costo de perforación y completación por pozo disminuyó a US\$9.9 millones por pozo en el *pad* #6 de US\$17.4 millones por pozo en el *pad* #1, en ambos casos normalizado a pozos de 2,800 metros de longitud lateral y 47 etapas de completación.

Creemos que la productividad de nuestros nuevos pozos, demuestra la calidad de nuestra zona de Vaca Muerta. Al 31 de diciembre de 2020, la producción acumulada del pozo promedio de Vista (que representa el promedio de nuestras *pads* #1 a #4) estaba un 25% por encima de nuestra curva tipo tras 128 días de producción. Este rendimiento de productividad, sumado a nuestro rendimiento en términos de costo de perforación y terminación, y a un nuevo diseño de pozo basado en una longitud lateral de 2.800 metros y 47 etapas de terminación nos permiten reducir nuestro costo de desarrollo previsto a US\$8/boe, frente a los US\$12/boe de nuestro anterior diseño de pozo.

Cluster operativo con sinergias

Nuestros activos convencionales están en el mismo *cluster* operativo que nuestros activos de Bajada del Palo Oeste, generando sinergias relacionadas a la utilización de tripulaciones operativas y contratos. Finalmente, esta zona actualmente posee suficiente capacidad de tratamiento para procesar hasta 40 Mbb/d de petróleo crudo

Un equipo de alto rendimiento.

Tenemos un equipo horizontal y ágil, liderado por un Equipo de Administración con experiencia significativa en las operaciones de petróleo y gas. Nuestro equipo operativo está compuesto por profesionales de petróleo y gas con experiencia significativa en Vaca Muerta, y creemos que su conocimiento técnico del yacimiento es clave para nuestro desempeño.

Conservar nuestra flexibilidad financiera.

Tenemos la intención de mantener un balance sólido, con bajos niveles de deuda, mediante la generación de flujos de caja de efectivo con bajo riesgo a través de nuestros activos tanto convencionales como no convencionales. Nos proponemos desarrollar nuestro 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 forma histórica y se encuentra cada vez más abierta a los inversionistas. 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 las aptitudes necesarias para identificar atractivas oportunidades de crecimiento. Nuestra estrategia de largo plazo está enfocada en el desarrollo de un portafolio de activos convencionales y no convencionales de alta calidad con diversidad geográfica en América Latina.

Información Corporativa

Somos una sociedad anónima bursátil de capital variable constituida conforme a las leyes de México. Nuestras oficinas principales están ubicadas en Calle Volcán 150, piso 5, Colonia Lomas de Chapultepec, Miguel Hidalgo, Ciudad de México, México, número telefónico +52 (55) 4166-9000. Nuestra página de internet es <http://www.vistaoilandgas.com>. La información contenida en, o aquella a la que se tiene acceso a través de nuestra página de internet, no se incorpora por referencia y no será considerada como parte del presente reporte anual.

Resumen de la Información Financiera al 31 de diciembre de 2020

El presente reporte anual incluye nuestros Estados Financieros Auditados, conjuntamente con las notas a los mismos. El siguiente resumen no pretende ser exhaustivo y usted debe revisar dichos Estados Financieros Auditados y leer la sección “*INFORMACIÓN FINANCIERA CONSOLIDADA*” en el presente reporte anual.

Comportamiento en el Mercado de Valores

Del 1 de enero de 2020 al 31 de diciembre de 2020 (i) 87,851,288 Acciones Serie A, y (ii) 99,680,000 Títulos Opcionales cotizaron en la BMV.

A continuación, se presenta un resumen de los precios de la Acción Serie A y los Títulos Opcionales en el último año, el comportamiento por trimestres en 2020, así como la evolución mensual del último bimestre del año 2020 y de los tres primeros meses transcurridos del 2021 (todas las cifras en Pesos):

Acciones Serie A

	2020
Cierre del período	\$53.00
Máximo	\$155.00
Mínimo	\$46.50
Volumen operado (miles de acciones)	1,776,012
Promedio del período	\$80.86

	3° Trimestre 2020	4° Trimestre 2020
Cierre del período	\$50.40	\$53.00
Máximo	\$79.00	\$57.00
Mínimo	\$50.10	\$46.50
Volumen operado (miles de acciones)	792,789	389,081
Promedio del período	\$67.71	\$51.24

	Octubre 2020	Noviembre 2020	Diciembre 2020	Enero 2021	Febrero 2021	Marzo 2021
Cierre del período	\$50.00	\$50.30	\$53.00	\$50.00	\$55.00	\$60.00
Máximo	\$51.69	\$50.30	\$57.00	\$58.00	\$62.87	\$61.32
Mínimo	\$50.00	\$46.50	\$50.30	\$50.00	\$50.00	\$55.00
Volumen operado (miles de acciones)	201,546	15,144	172,391	293,938	1,650,912	1,442,404
Promedio del período	\$50.80	\$48.59	\$53.97	\$54.94	\$54.22	\$57.73

La compañía no ha contratado los servicios de ningún formador de mercado a la fecha de presentación de este reporte anual.

Títulos Opcionales

	2020
Cierre del período	\$2.52
Máximo	\$2.52
Mínimo	\$2.52
Volumen operado (miles de títulos)	2,315
Promedio del período	\$2.52

	3° Trimestre 2020	4° Trimestre 2020

Cierre del período	\$2.52	\$2.52
Máximo	NA	NA
Mínimo	NA	NA
Volumen operado (miles de títulos)	NA	NA
Promedio del periodo	NA	NA

	Octubre 2020	Noviembre 2020	Diciembre 2020	Enero 2021	Febrero 2021	Marzo 2021
Cierre del período	\$2.52	\$2.52	\$2.52	\$2.52	\$2.52	\$2.52
Máximo	NA	NA	NA	NA	NA	NA
Mínimo	NA	NA	NA	NA	NA	NA
Volumen operado (miles de títulos)	NA	NA	NA	NA	NA	NA
Promedio del período	NA	NA	NA	NA	NA	NA

INFORMACIÓN FINANCIERA CONSOLIDADA

	Periodo Anual Actual 2020-01-01 - 2020-12-31	Periodo Anual 2019-01-01 - 2019-12-31	Periodo Anual 2018-01-01 - 2018-12-31
Ingresos	273,938,000	415,976,000	331,336,000
Utilidad (pérdida) bruta	2,433,000	87,846,000	118,755,000
Utilidad (pérdida) de operación	(70,008,000)	14,617,000	54,199,000
Utilidad (pérdida) neta	(102,749,000)	(32,723,000)	(29,850,000)
Utilidad (pérdida) por acción básica	(1.175)	(0.409)	(0.527)
Adquisición de propiedades y equipo	153,257,000	240,315,000	117,837,000
Depreciación y amortización operativa	147,674,000	153,001,000	74,772,000
Total de activos	1,372,612,000	1,385,133,000	1,086,142,000
Total de pasivos de largo plazo	530,356,000	588,381,000	472,367,000
Rotación de cuentas por cobrar	25	38	38
Rotación de cuentas por pagar	145 ⁽¹⁾	42	58
Rotación de inventarios	4	9	9
Total de Capital contable	508,518,000	603,716,000	479,657,000
Dividendos en efectivo decretados por acción	-	-	-

(1) Al 31 de diciembre de 2020, el ratio se ve incrementado principalmente por una disminución de los gastos operativos e inversiones de capital del 2020 producto de la pandemia del COVID-19. Esta situación se regulariza durante 2021, siendo el ratio a la fecha de 56.

Información Financiera Seleccionada

En la siguiente tabla se presentan nuestros estados financieros seleccionados a partir de y para cada uno de los años del periodo de tres años que terminó el 31 de diciembre de 2020. Nuestros resultados históricos para cualquier periodo anterior no indican necesariamente los resultados que se esperan para cualquier periodo futuro.

Los estados de resultados consolidados para los años que terminaron el 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018 y los estados de situación financiera al 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018, han sido preparados de acuerdo con las NIIF emitidas por la IASB y derivan de Estados Financieros Auditados incluidos en otras partes del presente reporte anual.

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.

Toda la información financiera seleccionada incluida en las siguientes tablas está denominada en miles de Dólares, y preparada de conformidad con las NIIF.

Debe leer la información que figura a continuación junto con nuestros Estados Financieros Auditados, incluidas las notas correspondientes.

	Notas	Año finalizado el 31 de diciembre de 2020	Año finalizado el 31 de diciembre de 2019	Año finalizado el 31 de diciembre de 2018
Ingreso por ventas a clientes	5	273,938	415,976	331,336
Costo de ventas:				
Costos de operación	6.1	(88,018)	(114,431)	(86,245)
Fluctuación del inventario de crudo	6.2	3,095	310	(1,241)
Depreciaciones, agotamiento y amortizaciones	13/14/15	(147,674)	(153,001)	(74,772)
Regalías		(38,908)	(61,008)	(50,323)
Utilidad bruta		2,433	87,846	118,755
Gastos de ventas	7	(24,023)	(27,138)	(21,341)
Gastos generales y de administración	8	(33,918)	(42,400)	(27,122)
Gastos de exploración	9	(646)	(676)	(637)
Otros ingresos operativos	10.1	5,573	3,165	2,641
Otros gastos operativos	10.2	(4,989)	(6,180)	(18,097)
		(14,438)	-	-
Utilidad de operación		(70,008)	14,617	54,199
Ingresos por intereses	11.1	822	3,770	2,532
Gastos por intereses	11.2	(47,923)	(34,163)	(15,746)
Otros resultados financieros	11.3	4,247	(715)	(23,416)
Resultados financieros netos		(42,854)	(31,108)	(36,630)
(Pérdida) / Utilidad antes de impuestos		(112,862)	(16,491)	17,569
(Gasto) Impuesto sobre la renta corriente	16	(184)	(1,886)	(35,444)
(Gasto) Impuesto sobre la renta diferido	16	10,297	(14,346)	(11,975)
(Gasto) de impuesto sobre la renta		10,113	(16,232)	(47,419)
(Pérdida) neta del año		(102,749)	(32,723)	(29,850)

Otros resultados integrales

Otros resultados integrales que no serán reclasificados a resultados en años posteriores

- (Pérdida) por remediación relacionada con planes de beneficios definidos	23	460	(1,577)	(3,565)
- Beneficio de impuesto sobre la renta diferido	16	(114)	394	891
Otros resultados integrales que no serán reclasificados a resultados en años posteriores		346	(1,183)	(2,674)
Otros resultados integrales del año, netos de impuestos		346	(1,183)	(2,674)
Total (pérdida) integral del año		(102,403)	(33,906)	(32,524)

	Al 31 de diciembre de 2020	Al 31 de diciembre de 2019	Al 31 de diciembre de 2018
	(en miles de US\$)		
Deuda corriente y no corriente	539,786	451,413	304,767
Efectivo, balance bancario y otras inversiones a corto plazo	202,947	230,530 ⁽¹⁾	80,908
Deuda neta	336,839	211,883	223,859

⁽¹⁾ Excluye 20,498 de efectivo, balance bancario y otras inversiones a corto plazo de Aleph Midstream S.A.

Estados de Situación Financiera

	Notas	Al 31 de diciembre de 2020	Al 31 de diciembre de 2019	Al 31 de diciembre de 2018
Activos				
Activos no corrientes				
Propiedad, planta y equipos	13	1,002,258	917,066	820,722
Crédito mercantil	14	28,484	28,484	28,484
Otros activos intangibles	14	21,081	34,029	31,600
Activos por derecho de uso	15	22,578	16,624	-
Cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar	17	29,810	15,883	20,191
Activos por impuestos diferidos	16	565	476	
Total activos no corrientes		1,104,776	1,012,562	900,997
Activos corrientes				
Inventarios	19	13,870	19,106	18,187
Cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar	17	51,019	93,437	86,050
Caja, bancos e inversiones corrientes	20	202,947	260,028	80,908
Total activos corrientes		267,836	372,571	185,145
Total activos		1,372,612	1,385,133	1,086,142
Capital contable y pasivos				
Capital contable				
Capital social	21.1	659,400	659,399	513,255
Pago basado en acciones		23,046	15,842	4,021
Otros resultados integrales acumulados		(3,511)	(3,857)	(2,674)

Pérdidas acumuladas		(170,417)	(67,668)	(34,945)
Total capital contable		508,518	603,716	479,657
Pasivos				
Pasivos no corrientes				
Pasivos por impuestos diferidos	16	135,567	147,019	133,757
Pasivos por arrendamientos	15	17,498	9,372	-
Provisiones	22	23,909	21,146	16,186
Préstamos	18.1	349,559	389,096	294,415
Títulos opcionales	18.3	362	16,860	23,700
Beneficios a empleados	23	3,461	4,469	3,302
Cuentas por pagar y otras cuentas por pagar	26	—	419	1,007
Total pasivos no corrientes		530,356	588,381	472,367
Pasivos corrientes				
Provisiones	22	2,084	3,423	4,140
Pasivos por arrendamiento	15	6,183	7,395	-
Préstamos	18.1	190,227	62,317	10,352
Salarios y contribuciones sociales	24	11,508	12,553	6,348
Impuesto sobre la renta por pagar	16	-	3,039	22,429
Otros impuestos y regalías por pagar	25	5,117	6,040	6,515
Cuentas por pagar y otras cuentas por pagar	26	118,619	98,269	84,334
Total pasivos corrientes		333,738	193,036	134,118
Total pasivos		864,094	781,417	606,485
Total capital contable y pasivos		1,372,612	1,385,133	1,086,142
Dividendos y Acciones				
Número de acciones		87,851,288	87,133,506	70,409,317
Dividendos declarados		-	-	-
Dividendos declarados por acción		-	-	-

Tipo de Cambio

La siguiente tabla muestra, por los periodos indicados, cierta información respecto del tipo de cambio por Peso/Dólar, expresada en Pesos (tipo de cambio para solventar obligaciones denominadas en Dólares, pagaderas en México, publicado por Banco de México).

	Promedio ⁽¹⁾	Cierre del ejercicio
Año terminado el 31 de diciembre de 2016.....	\$18.7	\$20.7
Año terminado el 31 de diciembre de 2017.....	\$18.9	\$19.7
Año terminado el 31 de diciembre de 2018.....	\$19.2	\$19.7
Año terminado el 31 de diciembre de 2019.....	\$19.3	\$18.9
Año terminado el 31 de diciembre de 2020.....	\$21.5	\$19.9
Mes terminado el 31 de septiembre de 2020	\$21.6	\$22.5
Mes terminado el 31 de octubre de 2020.....	\$21.4	\$21.4
Mes terminado el 30 de noviembre de 2020	\$20.5	\$20.0
Mes terminado el 31 de diciembre de 2020	\$20.0	\$19.9
Mes terminado el 31 de enero de 2021.....	\$19.9	\$20.3
Mes terminado el 28 de febrero de 2021	\$20.3	\$20.9
Mes terminado el 31 de marzo de 2021.....	\$20.8	\$20.6

⁽¹⁾ Promedio de tipo de cambio al cierre del ejercicio

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

Información financiera por línea de negocio, zona geográfica y ventas de exportación

Vista se dedica principalmente a la exploración y producción de petróleo y gas. Nuestras operaciones de petróleo y gas generan ingresos principalmente a través de la venta de petróleo crudo, gas natural y NGL. Durante el año terminado el 31 de diciembre de 2020, las ventas de petróleo representaron el 86.3% de nuestro total de ingresos, en tanto que las ventas de gas natural representaron el 12.3% y las ventas de NGL el 1.4%. Durante el año terminado el 31 de diciembre de 2019, las ventas de petróleo representaron el 81.3% de nuestro total de ingresos, en tanto que las ventas de gas natural representaron el 17.2% y las ventas de NGL el 1.5%. Durante los periodos de 2018, 2019 y 2020, la mayoría de nuestros ingresos se generaban en Argentina.

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.

	Año terminado el 31 de diciembre de 2020	Año terminado el 31 de diciembre de 2019	Año terminado el 31 de diciembre de 2018
Volúmenes de Producción Brutos⁽¹⁾:			
Petróleo (MMbbl)	6.7	6.7	4.0
Gas (Bncf)	15.8	20.8	14.0
Líquidos del Gas Natural (MMboe)	0.2	0.3	0.2
Total (Mmboe)	9.7	10.6	6.7
Producción promedio neta (boe/d)	26,594	29,112	24,425
Precio promedio de venta efectivo⁽²⁾ :			
Petróleo (US\$/bbl)	37.2	53.0	67.2
Gas (US\$/Mmbtu)	2.0	3.3	4.6
Líquidos del Gas Natural (US\$/bbl)	17.5	23.8	34.2
Precio promedio de venta efectivo (US\$/boe)	28.1	39.1	49.3
Costo unitario promedio (US\$/boe)⁽³⁾:			
Gastos operativos	9.0	10.8	12.8
Regalías	4.0	5.7	7.5
Depreciación, deterioro y amortización	15.2	14.4	11.1
Otra información (en miles de US\$):			
Gastos operativos	88,018	114,431	86,245
Regalías	38,908	61,008	50,323
Depreciación, deterioro y amortización	147,674	153,001	74,772

⁽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.

⁽²⁾ 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 (275 días para 2018 debido a la Combinación Inicial de Negocios y 365 para el 2019 y 366 para 2020).

⁽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 destaca algunos datos operativos hasta el final del cuarto trimestre de 2020:

	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	Periodo de tres meses terminado el 31 de marzo
Precio promedio del petróleo Brent (US\$/bbl)(1)	45.3	43.3	33.4	50.8
Precio promedio del petróleo crudo de Medanita (US\$/bbl)(2)(3)	40.4	41.4	30.3	48.6
Precio promedio del gas natural (US\$/MMBtu)(4)	2.0	2.5	2.2	2.5
Volúmenes de producción netos:				
Petróleo (MMbbl)	2.1	1.6	1.4	1.5
Gas Natural (Bncf)	3.7	3.8	3.9	4.5
NGL (Mmboe)	0.0	0.1	0.1	0.1
Total (MMboe)	2.8	2.3	2.2	2.4
Precio de venta realizado promedio:				
Petróleo (US\$/bbl)	40.1	39.1	26.5	43.0
Gas Natural(US\$/MMBtu)	1.6	2.2	2.2	2.2
NGL (US\$/bbl)	18.1	15.1	15.7	20.9
Listing cost (US\$/boe)	8.0	9.9	8.6	9.9
Número de pozos convencionales perforados.....	0	0	0	0
Número de pozos no convencionales perforados	10	2	0	4
Ingresos por contratos con clientes	79,536	69,863	51,219	73,320

(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) Fuente: Secretaría de Energía y tipo de cambio Peso Argentino/Dólar conforme a la Comunicación "A" 3500 del BCRA.

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 2020 (MMboe)	Producción neta promedio por el año terminado el 31 de diciembre de 2020 (Mboe/d)	Vencimiento de la concesión
Cuenca Neuquina							
Entre Lomas Neuquén	99,665	99,665	100%	Vista	2.8	1.3	2026
Entre Lomas Río Negro	83,349	83,349	100%	Vista	9.6	4.7	2026
Bajada del Palo Oeste	62,641	62,641	100%	Vista	98.9	12.1	2053
Bajada del Palo Este	48,853	48,853	100%	Vista	2.2	1.0	2053
Jarilla Quemada ⁽¹⁾	47,617	47,617	100%	Vista	1.2	0.5	2040
Charco del Palenque	47,963	47,963	100%	Vista	-	-	2034
25 de Mayo-Medanito	32,247	32,247	100%	Vista	5.5	2.7	2026
Jagüel de los Machos	48,359	48,359	100%	Vista	4.7	3.4	2025
Coirón Amargo Norte	26,598	22,508	84.62%	Vista	1.0	0.3	2037
Águila Mora	23,475	21,128	90%	Vista	-	0.0	2054
Coirón Amargo Suroeste	16,440	1,644	10%	Shell	1.5	0.1	2053
Cuenca Golfo San Jorge							
Sur Río Deseado Este ⁽²⁾	75,604	12,807	16.9%	Alianza Petrolera	-	-	2021
Cuenca Noroeste							
Acambuco	293,747	4,406	1.5%	Pan American Energy	0.4	0.2	2036/2040
México	-	-	-	-	-	-	-
CS-01	23,517	11,758	50%	Vista	0.2	0.1	2047
A-10	85,829	42,915	50%	Jaguar	0.1	0.2	2047
TM-01	17,889	8,944	50%	Jaguar	-	0.0	2047

- (1) Jarilla Quemada consolida la información de producción de Agua Amarga (Jarilla Quemada más Charco del Palenque).
- (2) El plazo de 25 años de la concesión de explotación de SRDE venció el 21 de marzo de 2021, y Vista decidió no solicitar la prórroga de 10 años presentada por Alianza Petrolera ante la autoridad de aplicación, en su carácter de copropietario y operador de la concesión. A la fecha de este reporte anual, Vista espera que la autoridad de aplicación emita un acto administrativo que confirme que a partir del 21 de marzo de

2021 todos los derechos, obligaciones y responsabilidades relacionados con la concesión de explotación de SRDE corresponden única y exclusivamente a Alianza Petrolera Argentina SA, manteniendo Vista, y los demás concesionarios conjuntos cualquier responsabilidad u obligación que pueda surgir de una causa originada con anterioridad al 21 de marzo de 2021.

Informe de créditos relevantes

Deuda

Al 31 de diciembre del 2020 teníamos deuda financiera por un total de US\$539.8 millones.

El 19 de julio de 2018 Vista Argentina como acreditada, Vista, Vista Holding I, APCO Argentina y APCO International como garantes, celebraron un contrato de crédito sindicado por un monto principal total de US\$300 millones (el "Contrato de Crédito") con el siguiente sindicato de bancos: Banco de Galicia y Buenos Aires S.A.U., Itaú Unibanco S.A.U., Nassau Branch, Banco Santander Rio S.A. y Citibank, N.A. (actuando a través de sus servicios bancarios internacionales), (los "Acreedores"). Vista Holding II y Aluvional Logística S.A. son también garantes desde octubre de 2018 y febrero de 2021, respectivamente.

El Contrato de Crédito consiste en (i) un *tranche* a cinco años que devenga intereses a tasa fija y (ii) un *tranche* que devenga intereses a tasa variable. El 19 de julio de 2018 Vista Argentina solicitó un desembolso por US\$300 millones al amparo del Contrato de Crédito. 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 los Acreedores (el "Crédito Puente"); (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 Contrato de Crédito 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 Contrato de Crédito 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 del Contrato de Crédito, Vista puede ser requerido de tiempo en tiempo para agregar subsidiarias materiales adicionales de Vista como Garantes bajo el Contrato de Crédito. Cualquiera de estos Garantes está sujeto a las obligaciones de hacer y no hacer y otras restricciones aplicables a las partes del préstamo bajo el Contrato de Crédito. 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 reporte anual, no existe ningún incumplimiento o evento de incumplimiento pendiente bajo el Contrato de Crédito.

El 10 de junio de 2019, Vista Argentina, nosotros, Vista Holding I, APCO Argentina, APCO International y Vista Holding II celebramos un primer convenio modificatorio al Contrato de Crédito (el "Primer Modificadorio") con los Acreedores y con Itaú Unibanco S.A., Nassau Branch, como agente administrativo. El Primer Modificadorio nos brinda a nosotros, a los demás Garantes y a Vista Argentina, *inter alia*, 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 Crédito para asegurarse de que dividendos y distribuciones a Vista y otras personas (sujeto a ciertos límites) .

El 12 de marzo de 2019, Vista Argentina, nosotros, Vista Holding I, y Vista Holding II celebramos un segundo convenio modificatorio al Contrato de Crédito (el "Segundo Modificadorio") con los Acreedores y con Itaú Unibanco S.A., Nassau Branch, como agente administrativo. El Segundo Modificadorio brinda la relación entre la deuda neta consolidada ajustada y el EBITDA consolidado ajustado que se probará de forma consolidada a nivel de Vista Holding I (excluyendo la deuda de Vista Holding I con nosotros o con cualquiera de los garantes). Anteriormente, dicho índice excluía la deuda y el EBITDA de Vista Holding I para fines de prueba.

El 17 de julio de 2020, Vista Argentina, nosotros, Vista Holding I, y Vista Holding II celebramos un nuevo convenio modificatorio al Contrato de Crédito (el "Tercer Modificadorio") con los Acreedores y con Itaú Unibanco S.A., Nassau Branch, como agente administrativo. El Tercer Modificadorio prevé la modificación de determinadas disposiciones respecto del pagos anticipados obligatorios, obligaciones, eventos de incumplimiento y endeudamiento refinanciado permitido, así como un incremento de la deuda permitida a US\$30 millones. Dicho Tercer Modificadorio también prevé el aplazamiento de los pagos de US\$1.5 millones US\$3.5 millones del importe principal adeudado a Citibank N.A. conforme al Contrato de Crédito El 12 de marzo de 2021, Vista Argentina prepagó US\$4,500,000 del principal que había sido diferido en el Tercer Modificadorio.

El 17 de julio de 2020, Vista Argentina, nosotros, Vista Holding I y Vista Holding II celebramos un contrato de crédito sindicado regulado por la legislación argentina con Banco de Galicia y Buenos Aires S.A.U., Banco Santander Río S.A., La Sucursal de Citibank, N.A. establecida en la República Argentina y Banco Itaú Argentina S.A., como acreedores, y Banco de Galicia y Buenos Aires S.A.U. como agente administrativo (el "Crédito en Pesos"). El 20 de julio de 2020, se desembolsó el primer *tranche* por un monto de AR\$ 968,085,000. El segundo desembolso de este Contrato de Crédito en pesos se realizó el 20 de enero de 2021 por un monto de AR\$2,331,720,000. Los préstamos desembolsados en la primera fecha se reembolsarán en una sola cuota el 20 de enero de 2022, mientras que los préstamos desembolsados en la segunda fecha se reembolsarán en una sola cuota el 20 de enero de 2022 y los desembolsados en la segunda fecha de desembolso se reembolsarán el 20 de enero de 2023. Vista Oil & Gas, S.A.B. de C.V., Vista Holding I y Vista Holding II otorgaron una garantía regida por la ley mexicana para garantizar las obligaciones de Vista Argentina. El 12 de marzo de 2021, los dos primeros *tranches* fueron prepagados por un monto de AR\$968,085,000 y AR\$2,331,720,000, respectivamente. El 19 de enero de 2021, las partes de este Contrato de Crédito acordaron modificar ciertas definiciones y compromisos financieros, a la vez que se incorporó un *tranche* adicional por el monto equivalente en Pesos Argentinos de US\$38,250,000, cuyo desembolso está previsto para el 20 de julio de 2021.

El 19 de enero de 2021, Vista Argentina, nosotros, Vista Holding I y Vista Holding II celebramos una nueva modificación del Contrato de Crédito (el "Contrato de Crédito Modificado y Reexpresado") con los Acreedores y con Itaú Unibanco S.A., Nassau Branch, como agente administrativo. El Contrato de Crédito Modificado y Reexpresado modifica, entre otras, ciertas disposiciones que nos permiten refinanciar el endeudamiento tras ciertas restricciones impuestas por la Comunicación "A" 7123 del BCRA y obligaciones que permiten la capitalización de las afiliadas (incluida Aluvional Logística S.A.).

El 19 de enero de 2021, Vista Argentina celebró un contrato de crédito bilateral con Banco Santander Internacional, por un monto de US\$11,700,000, con una garantía en efectivo conforme a dos Contratos de Prenda celebrados (i) entre Vista Argentina y Banco Santander Internacional; (ii) entre nosotros y Banco Santander Internacional. El Contrato prevé pagos de amortización el 27 de junio de 2021, el 20 de enero de 2022 y el 20 de enero de 2026.

El 1 de marzo de 2021, Aluvional Logística S.A. ("Aluvional") celebró el Contrato de Crédito en calidad de Garante, conforme a cierto Contrato de Garantía entre Aluvional e Itaú Unibanco S.A., Nassau

Branch, como agente administrativo del Contrato de Crédito. En la misma fecha, se ejecutó una garantía similar conforme al Crédito en Pesos.

El 7 de mayo de 2019 los accionistas de Vista Argentina aprobaron la creación un programa de emisión de obligaciones negociables simples no convertibles en acciones a corto, medio o largo plazo, subordinadas o no subordinadas, garantizadas o no garantizadas, por un importe total de hasta US\$800,000,000o su equivalente en otras divisas (el "Programa de Deuda"). El Programa de Deuda fue aprobado por la Comisión Nacional de Valores (CNV). Por lo tanto, Vista Argentina puede ofrecer públicamente y emitir títulos de deuda en Argentina.

El 30 de julio de 2019, Vista Argentina celebró un contrato de crédito con el Banco BBVA Argentina S.A. por un monto de US\$15,000,000, a una tasa fija anual del 9.4% y a un plazo de 36 meses. El 15 de julio de 2020, Vista Argentina y el Banco BBVA Argentina S.A. acordaron refinanciar el 75% de las cuotas de capital bajo el contrato de crédito que hasta dicho aplazamiento vencían entre el 30 de julio de 2020 y el 30 de junio de 2021. El 31 de julio de 2020 se desembolsó el primer *tranche* refinanciado fue desembolsado por un monto de AR\$120,423,795, por un plazo de 18 meses con amortización trimestral a partir del duodécimo mes, y una tasa de interés anual variable de Badlar más un margen del 8%. El 30 de octubre de 2020, se desembolsó el segundo *tranche* refinanciado por un monto de AR\$ 130,482,028, a un plazo de 18 meses con amortización trimestral a partir del duodécimo mes, y una tasa de interés anual variable de Badlar más un margen del 8%. El 29 de enero de 2021, Vista Argentina recibió el desembolso del tercer *tranche* por un monto de AR\$145,359,714, a una tasa de interés variable anual de Badlar más un margen adicional del 8%, con vencimiento el 31 de julio, 2022. El 12 de marzo de 2021 se prepagaron los dos primeros *tranches* por un monto de AR\$120,423,795 y AR\$130,482,028, respectivamente.

El 31 de julio de 2019, Vista Argentina emitió un bono a 24 meses por US\$50 millones a una tasa de interés fija del 7.88% anual. Adicionalmente, el 7 de agosto de 2019, Vista Argentina emitió un bono a 36 meses por US\$50 millones adicionales a una tasa de interés fija del 8.50% anual. En febrero de 2020, Vista Argentina emitió un bono a 4 años por US\$50 millones adicionales a una tasa de interés fija del 3.50% anual.

El 7 de agosto de 2020, Vista Argentina emitió obligaciones por un monto nominal de AR\$725,650,000, a una tasa de interés variable equivalente a *Badlar* más un margen aplicable del 1,37% nominal anual, cuyo capital será totalmente amortizado en una sola cuota en la fecha de vencimiento, el 7 de febrero de 2022, y emitió obligaciones por un monto nominal de US\$20,000,000, a una tasa de interés nominal fija anual del 0%, cuyo capital será totalmente amortizado en una sola cuota en la fecha de vencimiento, el 7 de agosto de 2022.

El 4 de diciembre de 2020, Vista Argentina emitió pagarés por un monto nominal de US\$10,000,000 *Dollar Linked*, a una tasa de interés fija anual del 0%, cuyo monto principal se amortizará totalmente en una sola cuota en la fecha de vencimiento, el 7 de agosto de 2022, y también emitió pagarés por un monto nominal de US\$10,000,000, a una tasa de interés fija anual nominal del 3.25%, cuyo monto principal se amortizará totalmente, en una sola cuota, en la fecha de vencimiento, el 4 de diciembre de 2024.

El 10 de marzo de 2021, Vista Argentina emitió pagarés por un importe nominal de US\$42,371,396, a un tipo de interés nominal anual fijo del 4,25%, cuyo principal se amortizará íntegramente en una única cuota en la fecha de vencimiento, el 10 de marzo de 2024; y también emitió pagarés por un importe nominal de 9,323,430 UVA (unidades de valor adquisitivo), a un tipo de interés nominal anual fijo del 2,73%, cuyo principal se amortizará íntegramente en una única cuota en la fecha de vencimiento, el 10 de septiembre de 2024. El 26 de marzo de 2021, Vista Argentina emitió pagarés adicionales por un importe nominal de 33,966,570 UVA (unidades de valor adquisitivo) con las mismas condiciones de vencimiento e interés que las emitidas en UVA el 10 de marzo de 2021.

El 11 de septiembre de 2019, el Consejo de Administración de la DFC Internacional de Estados Unidos, antes OPIC, aprobó la concesión de un financiamiento de hasta 300 millones de Dólares a Vista Argentina por un periodo de diez años y de US\$150 millones a Aleph Midstream por un periodo de diez años. Este financiamiento está aún sujeta a la finalización de la documentación definitiva y al cumplimiento de las condiciones precedentes. Tenemos la intención de utilizar los ingresos de dicho financiamiento para financiar los gastos de capital relacionados con nuestro plan de desarrollo en la concesión Bajada del Palo Oeste y las instalaciones relacionadas. Si bien el proceso para obtener dicho financiamiento ha comenzado, no se puede asegurar que la OPIC apruebe y otorgue dicho financiamiento.

El 12 de diciembre de 2019, Vista Argentina celebró un contrato de préstamo con Banco BBVA Argentina S.A. por un monto de AR\$725,000,000, a una tasa fija anual en pesos argentinos del 62.0% y a un plazo de tres meses. El préstamo fue pagado el 25 de marzo de 2020.

El 12 de diciembre de 2019, Vista Argentina celebró un contrato de préstamo con Banco de Galicia y Buenos Aires S.A.U. por un monto de AR\$600,000,000, a una tasa de interés variable anual en Pesos Argentinos de la tasa base Badlar Ajustada más un margen aplicable del 8.25% y a un plazo de 15 meses. El préstamo fue prepago el 27 de marzo de 2020.

El 13 de julio de 2020, Vista Argentina celebró un contrato de préstamo con Banco Macro S.A. por un monto de AR\$1,800,000,000 a 12 meses, con tasa Badlar + 9% y vencimiento el 13 de julio de 2021. El préstamo fue prepago el 5 de abril de 2021 y el 9 de abril de 2021.

El 11 de enero de 2021, Vista Argentina celebró un contrato de préstamo con el Banco de la Provincia de Buenos Aires por un monto de AR\$450 millones a una tasa de interés anual fija del 40%, con vencimiento el 8 de julio de 2021. El préstamo fue prepago el 26 de marzo de 2021.

El 19 de enero de 2021, Vista Argentina celebró un contrato de préstamo con el Banco de la Provincia de Buenos Aires por un monto de AR\$300.0 millones a una tasa de interés anual fija del 41% con vencimiento el 16 de julio de 2021. El préstamo fue prepago el 26 de marzo de 2021.

El 23 de abril de 2021, Vista Argentina celebró un contrato de préstamo con BYMA por AR\$668 millones, a una tasa de interés anual del 32.26% y por un período de 3 días. Como parte de esta transacción, se pignoraron bonos del Tesoro de los Estados Unidos como garantía.

El 23 de abril de 2021, Vista Argentina celebró un contrato de préstamo con BYMA por AR\$83 millones, a una tasa de interés anual del 32.20% y a un plazo de 3 días. Como parte de esta operación, se pignoraron bonos gubernamentales como garantía.

El 23 de abril de 2021, Vista Argentina celebró un contrato de préstamo con BYMA por AR\$3,916 millones, a una tasa de interés anual del 32.19% y a un plazo de 3 días. Como parte de esta operación, se pignoraron bonos del Tesoro de los Estados Unidos como garantía.

El 23 de abril de 2021, Vista Argentina celebró un contrato de préstamo con BYMA por AR\$299 millones, a una tasa de interés anual del 32.18% y a un plazo de 3 días. Como parte de esta operación, se pignoraron bonos del Tesoro de los Estados Unidos como garantía.

Comentarios y análisis de la administración sobre los resultados de operación y la situación financiera de la emisora

(i) Resultados de la operación

- En un año desafiante como 2020, Vista obtuvo logros sustanciales: establecimos rápidamente un protocolo de COVID-19 para proteger a los empleados, hicimos reducciones estructurales en los costos operativos y de desarrollo, desarrollamos nuestro canal de exportaciones en cuanto la

demanda del petróleo internacional se recuperó, y retornamos al camino de crecimiento en la segunda mitad del año.

- Las reservas probadas totales al 31 de diciembre de 2020 alcanzaron 128.1 MMboe, un incremento de 26% comparado con las reservas probadas totales de 101.8 MMboe al 31 de diciembre de 2019. El índice de remplazo de reservas probadas fue de 371%, mientras que el índice de remplazo de reservas de petróleo fue de 512%. El incremento fue impulsado por la incorporación de 30 nuevas locaciones de pozos, una mejora en la producción acumulada esperada de los pozos (EUR, por sus siglas en inglés "Estimated Ultimate Recovery") de Bajada del Palo Oeste y la reducción de los costos operativos por boe que extendió el límite económico de los pozos.
- Durante el año 2020, la producción total fue de 26,594 boe/d, la cual estuvo compuesta por 18,324 bbl/d de petróleo, representando el 69% de la producción total, 1.22 MMm3/d de gas natural, representando el 29% de la producción total, y 589 boe/d de NGL, representando el 2% restante. La producción total de 2020 fue 9% menor a la de 2019, cuando la producción total fue 29,112 boe/d.
- Durante el 2020, completamos y conectamos 3 *pads* de 4 pozos cada uno (*pad* #3, #4 y #5), agregando 12 nuevos pozos petrolíferos *shale* y llevando así nuestros pozos activos de *shale* en Bajada del Palo Oeste a 20 al final del año. Durante 2020, nuestra producción *shale* alcanzó los 8,528 boe/d, de los cuales 8,385 boe/d correspondieron a la producción *shale* de Bajada del Palo Oeste, la cual alcanzó 20.2 Mboe/d al final del año.
- Durante el 2020, el precio promedio realizado del crudo fue de 37.2 \$/bbl, un 30% menor que durante 2019, impactado por la reducción en la demanda del petróleo en el contexto de la pandemia de COVID-19, la cual causó una contracción del precio del Brent. El precio realizado del gas natural durante el 2020 fue de 2.0 \$/MMbtu, un 38% menor que durante 2019, impactado por la reducción del precio en el sector industrial debido a la caída en la demanda.
- Los ingresos totales durante el 2020 fueron de 273.9 \$MM, una caída del 34% comparado con 416.0 \$MM durante el 2019. La caída fue impulsada principalmente por la reducción en los precios realizados y en la producción.
- Durante 2020 continuamos reduciendo los costos operativos por boe mediante la revisión de más de 20 contratos de servicios de campo, lo cual llevó a una base de costos reestructurada. El costo operativo por boe fue de 9.0 \$/boe durante 2020, una reducción del 17% en comparación a los 10.8 \$/boe durante 2019.
- El EBITDA ajustado para 2020 fue de 95.6 \$MM, resultando en un margen de EBITDA ajustado de 35%. Este valor representa una caída del 44% comparado con el EBITDA ajustado de 170.9 \$MM durante 2019, en el cual el margen de EBITDA ajustado fue de 41%.
- Las inversiones totales (CAPEX, por sus siglas en inglés Capital Expenditures) en 2020 fueron de 223.9 \$MM, de los cuales 177.1 \$MM fueron invertidos en proyectos *shale* operados por la compañía, 4.8 \$MM en proyectos convencionales y 58.0 \$MM en instalaciones, otros proyectos y concesiones convencionales no operadas.
- La pérdida neta para el año fue de 102.7 \$MM comparado con la pérdida de 32.7 \$MM durante 2019. Además de la caída en el EBITDA ajustado de 75.3 \$MM, la pérdida neta del 2020 fue

principalmente impulsada por (i) la variación en el impuesto a la renta, el cual alcanzo una ganancia de 10.1 \$MM durante el 2020 en comparación a la pérdida de 16.2 \$MM del año anterior; (ii) una pérdida por los resultados financieros de 42.9 \$MM, comparada con una pérdida de 31.1 \$MM durante 2019; (iii) Depreciaciones, agotamiento y amortizaciones de 147.7 \$MM durante 2020 comparado con 153.0 \$MM durante 2019; y (iv) una pérdida por el deterioro de activos de larga duración de 14.4 \$MM, la cual no estuvo presente el año anterior.

(ii) Situación financiera, liquidez y fuentes de capital

Recursos de capital

Nuestros volúmenes de ventas tienen un impacto directo en nuestros resultados de operación. Si la presión de un yacimiento disminuye, la producción de un determinado pozo o formación también lo hace. El futuro crecimiento de nuestra producción y nuestras reservas dependerá del desarrollo de la extensión de acres sobre la que tenemos derechos, así como de los correspondientes gastos de capital, lo cual determinará nuestra capacidad para añadir Reservas Probadas superiores a nuestra producción. Por tanto, tenemos planeado seguir enfocándonos en añadir reservas tanto a través de una mayor actividad de perforación en la extensión de acres sobre la que tenemos derechos, especialmente en los que existen formaciones de *shale*, como la realización de pruebas en formaciones adicionales y la reducción de las distancias entre los pozos. Nuestra capacidad para añadir reservas a través de adquisiciones depende de muchos factores, incluyendo las condiciones de mercado imperantes y nuestra capacidad para recaudar capital, obtener los permisos necesarios de las autoridades reguladoras, adquirir equipo y personal de perforación e identificar y consumir adquisiciones en forma exitosa.

Vista se dedica principalmente a la exploración y producción de petróleo y gas. Nuestras operaciones de petróleo y gas generan ingresos principalmente a través de la venta de petróleo crudo, gas natural y NGL. Durante el año terminado el 31 de diciembre de 2020, las ventas de petróleo representaron el 86.3% de nuestro total de ingresos, en tanto que las ventas de gas natural representaron el 12.3% y las ventas de NGL el 1.4%. Durante el año terminado el 31 de diciembre de 2019, las ventas de petróleo representaron el 81.3% de nuestro total de ingresos, en tanto que las ventas de gas natural representaron el 17.2% y las ventas de NGL el 1.5%. Desde la Combinación Inicial de Negocios, la mayoría de nuestros ingresos se generaban en Argentina. 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.

Situación financiera y liquidez:

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 GNL, así como nuestra capacidad para generar flujos de caja a través de nuestras operaciones;

- nuestros requerimientos de inversión de capital; y
- nuestro nivel de deuda insoluble y los intereses que estamos obligados a pagar sobre dicha deuda.

Al 31 de diciembre de 2018, el saldo de efectivo y equivalentes de efectivo de la Compañía era de US\$80.9 millones y la deuda financiera era de US\$300 millones, correspondiente al préstamo a 5 años ejecutado el 20 de julio de 2018. Creemos que, nuestro capital de trabajo es suficiente para satisfacer nuestras necesidades actuales.

Al 31 de diciembre de 2019, el saldo de efectivo y equivalentes de efectivo de la Compañía era de US\$239.5 millones y la deuda financiera era de US\$451.4 millones.

Al 31 de diciembre de 2020, el saldo de efectivo y equivalentes de efectivo de la Compañía era de US\$202.9 millones y la deuda financiera era de US\$539.8 millones. Creemos que, nuestra sólida posición financiera nos permitirá continuar con el desarrollo de nuestro acreage no convencional, aún en tiempos de incertidumbre.

(iii) Control interno

Controles y procedimientos de divulgación

Hemos evaluado, con la participación de nuestro Director General y el Director Financiero, la eficacia del diseño y el funcionamiento de los controles y procedimientos de divulgación de la Compañía, al 31 de diciembre de 2020.

Existen limitaciones inherentes a la eficacia de cualquier sistema de controles y procedimientos de divulgación, incluida la posibilidad de errores humanos y la evasión o la anulación de los controles y procedimientos. En consecuencia, incluso los controles y procedimientos de divulgación de información eficaces sólo pueden ofrecer garantías razonables de que se lograrán sus objetivos de control. Con base en nuestra evaluación, concluimos, con la participación de nuestro Director General y Director Financiero, que al 31 de diciembre de 2020, nuestros controles y procedimientos de divulgación eran efectivos para proporcionar una garantía razonable de que la información que requiere ser divulgada en nuestros informes o que remitimos se registra, procesa, resume e informa, dentro de los plazos especificados en las normas aplicables y que dicha información se comunica a nuestra administración, incluidos nuestro Director General y nuestro Director Financiero, según sea aplicable, para permitir la adopción de decisiones oportunas en relación con la divulgación requerida.

Reporte anual de la administración sobre el control interno de los informes financieros

Nuestra administración es responsable de establecer y mantener un control interno adecuado sobre los informes financieros según lo definido en las Reglas 13a-15(f) y 15(d)-15(f) bajo la Ley de Bolsa de Valores de 1934. Nuestro control interno sobre los informes financieros es un proceso diseñado bajo la supervisión de nuestro Director Ejecutivo y Director Financiero, y supervisado por nuestro consejo de administración, administración y otro personal, para proporcionar una garantía razonable con respecto a la fiabilidad de los informes financieros y la preparación de nuestros estados financieros con fines de presentación de informes externos de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera ("NIIF") emitidas por la Junta de Normas Internacionales de Contabilidad, e incluye aquellas políticas y procedimientos que: i) se refieren al mantenimiento de registros que, con razonable detalle, reflejan precisa y justamente las transacciones y disposiciones de nuestros activos; ii) proporcionar una garantía razonable de que las transacciones se registran según sea necesario para permitir la preparación de estados financieros de acuerdo con las NIIF, y que los recibos y gastos se están haciendo sólo de acuerdo con la autorización de nuestra administración y directores; y iii) proporcionar garantías razonables con respecto

a la prevención o detección oportuna de la adquisición, uso o disposición no autorizados de nuestros activos que podrían tener un efecto material en nuestros estados financieros.

Debido a sus limitaciones inherentes, el control interno sobre los informes financieros puede no prevenir o detectar declaraciones erróneas. Por lo tanto, el control efectivo de la presentación de informes financieros no puede, ni lo hace, proporcionar una garantía absoluta de alcanzar nuestros objetivos de control. Además, la proyección de cualquier evaluación de la eficacia de los controles internos en períodos futuros está sujeta al riesgo de que los controles puedan llegar a ser inadecuados debido a cambios en las condiciones o a que el grado de cumplimiento de las políticas o procedimientos pueda deteriorarse.

A partir del año terminado el 31 de diciembre de 2020, nuestra dirección llevó a cabo una evaluación de la eficacia de nuestro control interno sobre los informes financieros de acuerdo con los criterios establecidos en la publicación "Control Interno – Marco Integrado (2013)", emitida por el Comité de organizaciones patrocinadoras de la Comisión Treadway, así como las reglas establecidas por la SEC en su Regla Final "Informe de gestión sobre el control interno sobre la información financiera y certificación de la divulgación en los informes periódicos de la Ley de Intercambio".

Sobre la base de la evaluación realizada, la dirección concluyó que nuestro control interno sobre la presentación de informes financieros era efectivo al final del período cubierto por este informe anual.

Certificación de la empresa de contabilidad registrada

No aplica dada la condición de la Compañía como una empresa de crecimiento emergente (EGC por sus siglas en inglés).

Cambios en el control interno de la presentación de información financiera

No hubo ningún cambio en nuestro control interno sobre la presentación de información financiera que se haya producido durante el período abarcado por el presente reporte anual que haya afectado materialmente, o que sea razonablemente probable que afecte nuestro control interno sobre la presentación de información financiera.

Durante el 2020, la Compañía ha completado la primera etapa de aplicación de las normas específicas de la Ley Sarbanes-Oxley ("SOX") y realizó una evaluación de la administración sobre el control interno.

Estimaciones, provisiones o reservas contables críticas

La Compañía reconoce las provisiones cuando se cumplen las siguientes condiciones: (i) tiene una obligación presente o futura como resultado de un evento pasado; (ii) es probable que se requiera una salida de recursos para liquidar dicha obligación y; (iii) el importe puede estimarse de manera confiable. No se reconocen provisiones por futuras pérdidas operativas.

Para más información, por favor referirse a la nota 2.4.13 de los Estados Financieros Auditados.

FACTORES DE RIESGO

Usted debe considerar cuidadosamente los siguientes factores de riesgo al evaluarnos a nosotros y a nuestro negocio antes de invertir en Vista. 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 reporte anual se materializara realmente, solo o junto con riesgos e incertidumbres adicionales que actualmente no conocemos, o que actualmente no consideramos materiales, 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 reporte anual, incluyendo los Estados Financieros Auditados y las notas relacionadas con los mismos. Nuestros resultados reales podrían diferir materialmente y de manera adversa de los anticipados en este reporte anual.

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 2016, 2017, 2018, 2019 y 2020, con precios promedio de, US\$45.13/bbl, US\$54.75/bbl, US\$71.69/bbl, y US\$64.16/bbl, US\$43.21/bbl respectivamente.

Durante la primera semana de marzo del 2020, los productores de Organización de Países Exportadores de Petróleo (la "OPEP") y ciertos productores no miembros de la OPEP (denominados "OPEP+") se reunieron en Viena (Austria) para examinar la posibilidad de ampliar o aumentar los recortes de la producción de petróleo, en vista de la disminución de la demanda debida al COVID-19. No se llegó a un consenso entre los 24 países participantes, eliminando cuotas y reduciendo objetivos a partir del 1 de

abril de 2020. Luego de estos sucesos, Arabia Saudita, el mayor exportador de petróleo del mundo, a través de su empresa estatal Saudi Aramco, decidió bajar el OSP (Precio Oficial de Venta) de su crudo árabe ligero en unos US\$8 por barril, la mayor disminución mensual en 20 años. Al mismo tiempo, anunció planes para incrementar su producción por al menos 10 millones de barriles diarios en abril. El 8 de marzo de 2020, el crudo Brent cayó US\$10.9 Dólares (o 24.1%) a US\$34.4 Dólares en la peor caída en un solo día desde 1991. Del 16 de marzo al 2 de abril de 2020, el precio del Brent estuvo por debajo de US\$30/bbl, con un precio mínimo de US\$22.72/bbl el 30 de marzo de 2020. Sin embargo, el 9 de abril de 2020, la OPEP y OPEP+ acordaron una reducción de oferta de 9.7 MMBbl/d, con lo que empujaron al Brent sobre la marca de US\$30/bbl. El Brent disminuyó por debajo de US\$20/bbl el 21 de abril de 2020, como resultado de la caída de la demanda de crudo generada por la pandemia de COVID-19 (como se explica más adelante). Después de que la demanda comenzara a recuperarse, el Brent subió por encima de los US\$35/bbl el 20 de mayo de 2020 y ha cotizado por encima de ese precio desde el 28 de mayo de 2020. Durante el segundo semestre de 2020, el Brent ha cotizado a un precio medio de US\$44.3 US\$/bbl, lo que supone un precio medio durante 2020 de US\$43.2/bbl.

El impacto sostenido de la pandemia de COVID-19 en todo el mundo ha provocado una fuerte caída de la demanda debido a que la mayoría de los países anunciaron medidas de contención (cierres de fronteras, cancelaciones de vuelos, autoaislamiento y cuarentena, restricciones a las grandes reuniones y cierre de bares y restaurantes, entre otros). Según el FMI, el impacto que la pandemia de COVID-19, incluyendo, entre otras, las medidas adoptadas por varios gobiernos para hacer frente a la propagación del virus, ha provocado una contracción estimada del 3.3% en la economía mundial durante 2020. El alcance y la duración de estas medidas de contención, así como su impacto en la economía mundial, siguen siendo inciertos.

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 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. No podemos predecir cómo influirán factores 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, legislación local 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 ADSs.

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 y gas y sus derivados pueden tener un impacto en nuestros planes de inversión. Asimismo, cualquier caída en los precios del crudo en el mercado interno durante un periodo prolongado (o si los precios de ciertos

productos no coinciden con los aumentos de costos), podría provocar una disminución en la viabilidad económica de nuestros proyectos de perforación.

Adicionalmente, las caídas significativas en los precios del petróleo crudo y gas 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 *shale* 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 contracciones en la demanda de petróleo crudo y gas natural y a contracciones en la demanda de cualquiera de sus subproductos.

La demanda de nuestros productos de petróleo y gas natural está muy influenciada por la actividad económica y el crecimiento en Argentina, México y a nivel mundial. Aunque la demanda aumentó en el pasado, recientemente se ha contraído considerablemente (en parte, debido a la pandemia de COVID-19) y está sujeta a volatilidad en el futuro. El 20 de marzo de 2020, decidimos detener nuestra actividad de perforación y completación en Argentina, y también nos vimos obligados a cerrar ciertos pozos, incluidos nuestros 12 pozos *shale* en Bajada del Palo Oeste, en respuesta a la menor demanda de petróleo crudo. Dichos pozos reanudaron operaciones en mayo del 2020. La demanda de subproductos del petróleo crudo, como la gasolina, también puede contraerse bajo ciertas condiciones, particularmente durante las desaceleraciones económicas.

Las últimas estimaciones de la IEA, EIA y OPEP, previeron que la demanda mundial de petróleo crudo alcanzará hasta 99.6 MMbb1/d para el año completo 2021 en comparación con 94.1 MMbb1/d para el año 2020. Dicha variación, representa un aumento de 5.5 MMbb1/d durante todo el año 2021, frente a un descenso de 8.8 MMbb1/d durante el año 2020. Aunque el aumento de los casos de COVID-19 está disminuyendo el ritmo de la recuperación, se espera que tras las campañas de vacunación propuestas y una aceleración de la actividad económica, la demanda debería mostrar un mayor crecimiento durante la segunda mitad de 2021. Para el año terminado el 31 de diciembre de 2020, el 86% de nuestros ingresos se derivaron del petróleo crudo; debido a que esperamos que nuestra mezcla de producción siga siendo ponderada hacia el petróleo crudo, nuestros resultados financieros son más sensibles a los movimientos en los precios del petróleo.

Una mayor contracción de la demanda de nuestros productos, o el mantenimiento de los actuales niveles de demanda durante periodos de tiempo prolongados, afectaría negativamente nuestros ingresos, causando pérdidas económicas a nuestra Compañía. Adicionalmente, una mayor contracción de la demanda y de los precios de nuestros productos puede afectar a la valoración de nuestras reservas y, en periodos de precios bajos de nuestros *commodities*, podríamos reducir la producción y los gastos de capital o podríamos aplazar o retrasar la perforación de pozos debido a la menor generación de efectivo. La reducción de los precios del petróleo y el gas natural también podría afectar nuestro crecimiento, incluidas las adquisiciones futuras o pendientes. Un descenso sustancial o prolongado de los precios del petróleo o el gas natural podría afectar negativamente a nuestro negocio, nuestra situación financiera y los resultados de las operaciones. Nuestro continuo pobre desempeño económico podría eventualmente llevar a un deterioro de nuestros índices de cobertura financiera, a gastos por deterioro y provocar que excedamos las condiciones establecidas, de no hacer pactadas, en el Contrato de Crédito. Una contracción en la demanda de petróleo crudo también podría afectarnos financieramente, incluyendo nuestra posibilidad de pagar a nuestros proveedores por sus servicios, lo que podría, a su vez, conducir a más problemas operativos. A la fecha de este reporte anual, dada la incertidumbre del efecto duradero de la pandemia de COVID-19, no se puede determinar su impacto en nuestro negocio.

El brote de COVID-19 ha tenido y puede seguir teniendo un efecto adverso en nuestro negocio, resultados de operaciones y situación financiera.

Desde diciembre de 2019, una nueva cepa de coronavirus (2019-nCov, conocida como COVID-19) se ha propagado por todo el mundo. El 11 de marzo de 2020, el COVID-19 fue categorizado como pandemia por la Organización Mundial de la Salud. La pandemia de COVID-19 ha provocado numerosas muertes y la imposición de medidas gubernamentales locales, municipales y nacionales de "toque de queda" y otras medidas de cuarentena, cierre de fronteras y otras restricciones de viaje, causando una interrupción comercial sin precedentes en varias jurisdicciones, incluyendo México y Argentina. Muchos países de todo el mundo, incluidos México y Argentina, están sufriendo importantes crisis económicas y sociales como consecuencia de la actual pandemia de COVID-19 y de las medidas adoptadas para contenerla o mitigarla, que han tenido consecuencias adversas en la demanda, las operaciones, las cadenas de suministro y los mercados financieros, así como han contribuido a la volatilidad de los precios del petróleo. Aunque la naturaleza y el alcance de las consecuencias hasta la fecha son difíciles de evaluar y su evolución futura es imposible de predecir con seguridad, estos acontecimientos pueden continuar durante un período prolongado.

A la fecha de este reporte anual, tanto el gobierno mexicano como el argentino han adoptado ciertas medidas destinadas a ayudar a mitigar la propagación del COVID-19 en sus respectivos países. Sin embargo, no podemos predecir el alcance de las futuras políticas que puedan promulgar dichos gobiernos, o cualquier otro gobierno, o el impacto que estas políticas tendrán en nuestro negocio y operaciones. De conformidad con las recomendaciones de las autoridades gubernamentales pertinentes, algunas de las cuales siguen vigentes a la fecha de este reporte anual, a finales de marzo de 2020 pusimos en marcha un protocolo sanitario contra el COVID-19 que incluía, entre otras cosas, la limitación del acceso de nuestra plantilla a nuestras instalaciones y la aplicación de una política de trabajo desde casa para una parte importante de nuestros empleados. Aunque algunos de nuestros empleados han regresado parcialmente al trabajo en nuestras instalaciones a la fecha de este reporte anual, los nuevos acontecimientos relacionados con la pandemia de COVID-19 o cualquier otra pandemia o epidemia futura, puede afectar aún más a los lugares donde operamos o a nuestra personal. A su vez, esto podría interrumpir significativamente nuestras operaciones y causar restricciones sanitarias a nuestra plantilla y, por tanto, impactar en el funcionamiento de nuestras instalaciones, incluyendo nuestros *rigs*, refinerías y terminales, entre otras. Estas condiciones podrían afectar adversa nuestro negocio, nuestra situación financiera y los resultados de operación.

Además de las repercusiones operativas de la pandemia de COVID-19, los precios internacionales del petróleo, los productos petrolíferos y el gas natural son volátiles y están fuertemente influenciados por las condiciones y expectativas de la oferta y la demanda a nivel mundial. La pandemia de COVID-19 ha disminuido significativamente y es probable que siga disminuyendo la demanda mundial de petróleo en 2021, ha provocado una disminución significativa de los precios del petróleo y, en consecuencia, ha afectado negativamente nuestro negocio, nuestros resultados de operación y situación financiera. La demanda de nuestros productos de petróleo y gas está influida en gran medida por la actividad económica y el crecimiento en Argentina, México y a nivel mundial. Aunque la demanda aumentó en el pasado, recientemente se ha contraído significativamente (en parte, debido a la pandemia de COVID-19) y está sujeta a la volatilidad en el futuro. El 20 de marzo de 2020 decidimos detener nuestra actividad de perforación y terminación en Argentina, y también nos vimos obligados a cerrar algunos pozos, incluidos nuestros 12 pozos de *shale* en Bajada del Palo Oeste, en respuesta a la menor demanda de crudo. Dichos pozos reanudaron operaciones en mayo del 2020. La demanda de subproductos del crudo, como la gasolina, también puede contraerse en determinadas condiciones, especialmente durante desaceleración económica.

Las últimas estimaciones de la AIE, la EIA y la OPEP prevén que la demanda mundial de crudo alcanzará 99.6 MMbb1/d para todo el año 2021 en comparación con 94.1MMbb1/d para el año 2020. Dicha variación representa un aumento de 5,5 MMBb1/d durante todo el año 2021, frente a un descenso de 8,8 MMBb1/d durante todo el año 2020. Aunque el aumento de los casos de COVID-19 está disminuyendo el ritmo de la recuperación, se espera que tras las campañas de vacunación propuestas y una aceleración de la actividad económica, la demanda debería mostrar un mayor crecimiento durante la segunda mitad

de 2021. Una mayor contracción de la demanda de nuestros productos, o el mantenimiento del nivel de demanda actual durante periodos de tiempo significativos, afectarían negativamente a nuestros ingresos, causando pérdidas económicas a nuestra Compañía. Los malos resultados económicos continuados podrían acabar provocando un deterioro de nuestras razones de cobertura financiera y cargos por deterioro derivados de una disminución del valor de nuestros activos y hacer que superemos nuestras obligaciones financieras conforme al Contrato de Crédito. Una contracción de la demanda de crudo también podría afectarnos financieramente, incluida nuestra capacidad para pagar a nuestros proveedores por sus servicios, lo que podría, a su vez, provocar más dificultades operativas.

Si el impacto de la pandemia de COVID-19 se prolonga en el tiempo, podría afectar negativamente nuestra capacidad para operar nuestro negocio de la manera y en los plazos previstos. Además, podría tener consecuencias contables, como disminuciones de nuestros ingresos y del valor de nuestras existencias, pérdidas de divisas, deterioro de los activos fijos, y afectar a nuestra capacidad para aplicar un control interno eficaz respecto de la presentación de informes financieros. Además, cualquier otro acontecimiento relacionado con la pandemia de COVID-19 u otras pandemias o epidemias sanitarias puede afectar negativamente a nuestros flujos de efectivo de las operaciones, lo que a su vez podría afectar a nuestros planes de inversión y a la capacidad de servicio de la deuda.

En la medida en que COVID-19 u otras pandemias o epidemias sanitarias puedan seguir afectando a México y Argentina, a la economía mexicana y argentina y a la economía mundial y, a su vez, a nuestro negocio, los resultados de las operaciones y situación financiera son altamente inciertos y dependerán de numerosos factores cambiantes que no podemos predecir, incluyendo, entre otros:

- la duración, el alcance y la gravedad de la pandemia de COVID-19;
- la continua reducción de la demanda de petróleo y la volatilidad de su precio;
- el impacto de las prohibiciones de viaje, las políticas de trabajo desde casa o los toques de queda;
- la escasez de personal;
- las condiciones generales de la economía, el sistema financiero y la industria, principalmente las relacionadas con la liquidez, los resultados financieros, los cuales pueden verse amplificados por los efectos de COVID-19; y
- los efectos a largo plazo de COVID-19 en la economía nacional y mundial, incluyendo la confianza y el gasto de los consumidores, los mercados financieros y la economía mundial. confianza y el gasto de los consumidores, los mercados financieros y la disponibilidad de crédito para nosotros, nuestros proveedores y nuestros clientes.

Estamos expuestos a los efectos de las fluctuaciones y regulaciones en los precios domésticos del petróleo y el gas, lo que podría limitar nuestra capacidad de incrementar el precio de nuestros productos de petróleo y 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, regulación local, las condiciones macroeconómicas y los márgenes de refinación.

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 los precios del mercado local se reduzcan por regulación o cualesquier otros factores locales, lo cual está fuera de nuestro control, podría afectarse el desempeño económico de nuestros proyectos existentes y futuros, 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.

En Argentina, como resultado del desarrollo económico, político y regulatorio, los precios del petróleo crudo, el diésel y otros combustibles 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.

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.

Sin embargo, mediante el Decreto No° 566/2019, el Gobierno argentino determinó que durante un periodo de 90 días a partir del 16 de agosto de 2019 (i) las entregas de petróleo crudo en el mercado argentino tenían que ser facturadas y pagadas en el precio acordado entre los productores de petróleo y las refinerías a partir del 9 de agosto de 2019, aplicando un tipo de cambio de referencia de AR\$45.19 Pesos Argentinos por cada Dólar y un precio de referencia del Brent de \$59.00 Dólares por barril, y (ii) los precios máximos de la gasolina y el gasóleo en la República Argentina vendidos por las refinerías, las empresas mayoristas o minoristas (independientemente de su calidad), eran los precios vigentes al 9 de agosto de 2019. Las empresas productoras y refinadoras de petróleo también estaban obligadas para satisfacer la demanda interna total de combustibles líquidos y petróleo crudo durante el periodo de 90 días. Mediante el Decreto No. 601/2019, el Poder Ejecutivo argentino modificó la duración de las medidas implementadas por el Decreto No. 566/2019, lo cual implica que seguirán en vigor hasta el 13 de noviembre de 2019.

El tipo de cambio de referencia y los precios máximos de la gasolina y el diésel indicados anteriormente fueron posteriormente actualizados mediante una serie de decretos y resoluciones (entre ellos, el Decreto No° 601/2019 y la Resolución No° 688/2019 que aumentaron el tipo de cambio de referencia a AR\$46.69 y AR\$51.77 Pesos Argentinos por Dólar, respectivamente, y la Resolución No° 557/2019 que permitió aumentar los precios de la gasolina y el diésel hasta un 4.0% con respecto a los precios vigentes al 9 de agosto de 2019).

A la fecha del presente reporte anual, las medidas implementadas mediante el Decreto No. 566/2019 (según sea o haya sido modificado) ya no se encuentra en vigor dado que la vigencia establecida para el 13 de noviembre de 2019 no fue extendida.

La Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva No° 27.541 (la "Ley de Solidaridad"), vigente desde diciembre de 2019, establece que el poder ejecutivo Argentino está facultado para fijar los derechos de exportación hasta un máximo del 33% de los bienes exportados hasta el 31 de diciembre de 2021. La Ley de Solidaridad también estableció un tope del 8% para los derechos de exportación de hidrocarburos y productos mineros.

El 19 de mayo de 2020, el gobierno argentino emitió el Decreto No° 488/2020 (modificado por los Decretos No. 783/2020, 965/2020, 35/2021, 229/2021 y 245/2021, el "Decreto No° 488/2020"), que dispuso, entre otras medidas:

- (i) Hasta el 31 de diciembre de 2020, el precio base del petróleo crudo en el mercado local se fijó en US\$45/bbl (utilizando la referencia del crudo "Medanito") que se ajustará para cada tipo de crudo y puerto de entrada, estableciendo el precio a ser aplicado para el cálculo de las regalías bajo la Ley de Hidrocarburos (como se define más adelante).
- (ii) Además, la Secretaría de Energía supervisará el cumplimiento por parte de los productores del "Plan Anual de Inversiones" exigido por el artículo 12 del anexo del Decreto No° 1277/12, y aplicará, de ser necesario, las sanciones que correspondan.

- (iii) Mientras estas medidas estuvieron vigentes, las refinerías y los comercializadores se vieron obligados a adquirir su demanda de crudo a los productores locales. Además, las empresas integradas, las refinerías y los comerciantes no podían importar productos que estuvieran disponibles para la venta o que pudieran ser procesados en el mercado local.
- (iv) Se establecieron derechos de exportación para determinados productos de hidrocarburos:
 - (i) 0% de la tasa para los derechos de exportación en caso de que el precio internacional sea igual o inferior al "valor base" (US\$45/bbl),
 - (ii) 8% de la tasa para los derechos de exportación en caso de que el precio internacional sea igual o superior al valor de referencia (US\$60/bbl),
 - y (iii) en el caso de que el precio internacional sea superior al valor base e inferior al valor de referencia, el tipo impositivo de los derechos de exportación se determinará según una fórmula lineal del tipo de derecho de exportación de 0 a 8%.

No obstante lo anterior, a finales de agosto de 2020, el precio de US\$45/bbl fijado por el Decreto No° 488/2020 dejó de estar vigente, ya que se cumplió la condición establecida en el Decreto No. 488/2020 (es decir, la tasa ICE BRENT FIRST LINE fue superior a US\$45/bbl durante 10 días consecutivos, considerando el promedio de las últimas 5 cotizaciones publicadas por el "PLATTS CRUDE MARKETWIRE" en el apartado "Futuros"). En consecuencia, los precios del crudo volvieron a regirse por la oferta y la demanda, sin perjuicio del impacto de las retenciones.

No hay certeza de que los gobiernos de los países en los que operamos no adopten nuevas medidas que establezcan la congelación de los precios o que afecten de alguna manera a los precios de nuestros productos de petróleo y gas, en el futuro. La inestabilidad macroeconómica a la que se enfrentan los mercados emergentes y, en particular, Argentina, ha afectado al sector del petróleo y el gas. Durante el año 2020, el Peso Argentino se depreció de AR\$63.0 a AR\$89.2 Pesos Argentinos por Dólar, según el tipo de cambio de compra del Dólar 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 e implica que las empresas refinadoras no hayan podido trasladar la devaluación del Peso Argentino a los distribuidores, lo que puede resultar en 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.

Durante 2020, el Peso Mexicano se depreció aproximadamente de 18.8 a 19.9 Pesos Mexicanos por Dólar, conforme a cifras del Banco de México. Adicionalmente, en ocasiones pasadas, 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 reporte anual 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.

En caso de que los precios domésticos de ciertos productos disminuyan o no aumentan al mismo ritmo que los precios internacionales (ya sea debido a las regulaciones argentinas o mexicanas o por otro motivo), se mantengan y/o se impongan limitaciones a las exportaciones en Argentina, 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, nuestro flujo de efectivo y/ expectativas.

Si los precios domésticos son sustancialmente inferiores a los precios que prevalecen en los mercados internacionales, nuestro negocio, los resultados de las operaciones y la situación financiera se verían afectados negativamente.

Los subsidios a los productores de gas natural pueden ser limitados o eliminados en el futuro.

Podríamos beneficiarnos en el futuro de los subsidios concedidos a los productores de gas natural en Argentina.

El 24 de julio de 2019 la Secretaría de Energía Argentina emitió la Resolución No. 417/2019 en la cual (i) sustituyó los procedimientos para la obtención de los permisos de exportación de gas establecidos por la Resolución No. 104/2018, por un nuevo procedimiento previsto en dicha Resolución; ii) encomendó a la Subsecretaría de Hidrocarburos y Combustibles: (a) la reglamentación de los mecanismos de sustitución energética que se utilizarán también para las exportaciones de gas natural en condiciones firmes, (b) la elaboración y aprobación de un procedimiento operativo de exportación de gas natural, aplicable a los exportadores de gas natural, que se utilizará en caso de que la seguridad del suministro interno esté en peligro, y (c) la concesión de permisos de exportación mediante la expedición del certificado correspondiente.

La Resolución No^o 417/2019 fue complementada posteriormente por la Resolución No^o 506/2019 emitida por la Secretaría de Energía Argentina y la Resolución No^o 294/2019 dictada por el ex Ministerio de Hacienda. Esta última estableció los procedimientos operativos para las exportaciones de gas natural, aplicables hasta el 30 de septiembre de 2021.

El 13 de noviembre de 2020, el gobierno argentino emitió el Decreto No^o 892/2020, anunciando el Plan Gas IV, destinado a adecuar el nivel de producción para abastecer la mayor demanda estival. Los aspectos más relevantes del Plan Gas IV son:

- a. El Plan Gas IV se implementó a través de contratos directos entre los productores de gas, por un lado y los distribuidores y/o subdistribuidores de gas (para satisfacer la demanda prioritaria) y por otro lado CAMMESA (el Administrador del Mercado Mayorista de Electricidad, para satisfacer la demanda de las centrales térmicas). Dichos contratos (i) fueron adjudicados y negociados a través de, y (ii) el precio del gas en el punto de ingreso al sistema de transporte (PIST) surgió de una licitación realizada por la Secretaría de Energía Argentina, como se detalla más adelante.
- b. Tendrá una duración inicial de cuatro años, que podrá ser prorrogada por la Secretaría de Energía Argentina por periodos adicionales de un año cada uno con base en su análisis del mercado de gas, los volúmenes de demanda y posibilidades de inversión en infraestructura. En el caso de los proyectos *off-shore*, se podrá contemplar un plazo mayor de hasta ocho años.
- c. Comprende un volumen total de 70 mmcm/d para los 365 días de cada año en que el Plan Gas IV esté en (distribuidos de la siguiente manera (i) Cuenca Austral 20 mmcm/d, (ii) Cuenca Neuquina 47.2 mmcm/d, y (iii) Cuenca Noroeste 2.8 mmcm/d), y ciertos volúmenes adicionales para el período estacional de invierno de cada uno de los cuatro años.
- d. Los productores tuvieron que presentar un plan de inversiones para alcanzar los volúmenes de inyección comprometidos y estar obligados a alcanzar una curva de producción por cuenca que garantice el mantenimiento y/o aumento de los niveles actuales de producción.
- e. Se podrá ofrecer a las empresas productoras participantes condiciones preferenciales para la exportación en firme hasta un volumen total de 11 mmcm/d, que se comprometerá exclusivamente en el período no invernal. Los beneficios para la exportación se aplicarán tanto a la exportación de gas natural por gasoductos como a su licuefacción en Argentina y posterior exportación como NGL.
- f. El gobierno argentino podrá asumir mensualmente el pago de una parte del precio del gas natural en el PIST, a fin de mitigar el impacto del costo del gas natural que se transfiere a los usuarios finales.
- g. El BCRA estableció los mecanismos adecuados para garantizar la repatriación de las inversiones directas y sus respectivos rendimientos y/o el pago de capital e intereses de las

financiaciones extranjeras, siempre que dichos fondos hayan sido ingresados a Argentina a través del Mercado Argentino de Mercado de Divisas (el “Mercado de Divisas”) a partir de la entrada en vigencia del decreto, y se utilicen para financiar proyectos en el marco del Plan Gas IV.

- h. Se abrogaron las resoluciones No. 80/17 y 175/19 de la anterior Secretaría de Energía. La Secretaría de Energía podrá complementar el Plan Gas IV con los programas de incentivos establecidos en dichas normas.

El 20 de noviembre de 2020, la Secretaría de Energía emitió la Resolución No° 317/2020, aprobando el Pliego de Bases y Condiciones de la Licitación Pública Nacional para adjudicar un volumen de gas natural de 70,000,000 m³ por día, los 365 días de cada año calendario del Plan Gas IV, y un volumen adicional para cada período invernal de 2021 a 2024.

El 1 de diciembre de 2020, la Secretaría de Energía emitió la Resolución No° 354/2020, estableciendo los parámetros de actuación de CAMMESA dentro del Plan Gas IV. Esta resolución también estableció los nuevos precios máximos del PIST, para cada cuenca, para la producción de gas natural no incluida en el Plan Gas IV.

El 15 de diciembre de 2020, la Secretaría de Energía Argentina emitió la Resolución No° 391/2020, asignando los volúmenes y precios licitados en el marco del Plan Gas IV. Dicha asignación incluye la posterior ejecución de acuerdos de suministro con CAMMESA y otras concesionarias de distribución o subdistribución, para el suministro de gas natural para la generación de energía y el consumo residencial, respectivamente, cuyos términos y condiciones se ajustan a las condiciones usuales del mercado para acuerdos comparables entre partes independientes.

El 29 de diciembre de 2020, la Secretaría de Energía emitió la Resolución No° 447/2020, modificando algunos aspectos de la Resolución 391/2020. Entre otros aspectos, esta resolución estableció que, a fin de asegurar el cumplimiento de las obligaciones de pago de los contratos que se celebren, la Secretaría de Energía, las distribuidoras y subdistribuidoras deberán depositar en una cuenta bancaria los montos que reciban, mensualmente, por el gas en el PIST. Estos fondos deben ser utilizados exclusivamente para pagar el gas natural adquirido bajo los contratos ejecutados dentro del Plan Gas IV.

El 16 de febrero de 2021, la Secretaría de Energía emitió la Resolución N° 117/2020, convocando a una audiencia pública para tratar la porción del precio del gas natural en el PIST que deberá pagar el gobierno federal en el marco del Plan Gas IV. La audiencia se realizó el 15 de marzo de 2021.

El 21 de febrero de 2021, dado que los volúmenes de gas adjudicados en la primera Licitación del Plan Gas IV eran insuficientes para cubrir las proyecciones de demanda interna para los períodos invernales de 2021, 2022, 2023 y 2024, la Secretaría de Energía emitió la Resolución 129/2021, convocando a una Segunda Ronda de la Licitación Pública Nacional del Plan Gas IV.

El mismo día, mediante la Resolución No° 125/2021, la Secretaría de Energía implementó los certificados de crédito fiscal como garantías en el marco del Plan Gas IV, para respaldar el pago de las compensaciones/incentivos a pagar a los productores por parte del gobierno federal. Mediante la Resolución General de la AFIP No° 4939/2021, de fecha 3 de marzo de 2021, se aprobó el procedimiento para la inscripción, solicitud y designación de dichos certificados.

Mediante la Resolución No° 144/2021 emitida por la Secretaría de Energía, se establecieron una serie de pautas para evitar prácticas desleales contra el Plan Gas IV en materia de empleo y provisión directa de bienes y servicios por parte de pequeñas y medianas empresas y compañías regionales.

El volumen base adjudicado a Vista Argentina en la licitación fue de 0.86 MMm³/d (30.4 millones de pies cúbicos/día) a un precio medio anual de US\$3.29 por millón de BTU por un plazo de cuatro años a partir del 1 de enero de 2021. Vista Argentina ocupó el cuarto lugar en términos de competitividad de precios, otorgando prioridad de despacho y exportación, especialmente para los períodos de verano (con menor demanda local), de un total de 67.4 MMm³/d (2.4 mil millones de pies cúbicos/día) de gas natural

en subasta. En virtud de dicha adjudicación, Vista se ha comprometido a invertir aproximadamente 45 millones de dólares durante los cuatro años del Plan Gas IV.

No podemos asegurar que cualquier cambio o interpretación judicial o administrativa adversa de tales regímenes, no afectará adversamente nuestros resultados de operaciones. La restricción o eliminación de los subsidios afectaría negativamente el precio de venta de nuestros productos y por lo tanto resultaría en una disminución de nuestros ingresos.

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, deuda y efectivo existente; 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 los yacimientos. Además 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 nuevas reservas 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 2020 relativa a nuestras Reservas Probadas deriva de estimaciones al 31 de diciembre del 2020, incluido en los Reporte de Reservas de 2020 preparados por D&M y NSI, terceros expertos. Aunque se clasifican como reservas probadas, las estimaciones de reservas establecidas en los Reportes de Reservas 2020 se basan en ciertos supuestos que podrían ser imprecisos. Las suposiciones utilizadas por D&M y NSI 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 los Reportes de Reservas 2020. Para obtener más información, consulte los Reportes de Reservas 2020 que se adjuntan al presente reporte anual como Anexo "B" y Anexo "C".

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, D&M y NSI, para asegurar la integridad, exactitud y puntualidad de los datos proporcionados a D&M y NSI, 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 subjetivo para estimar las acumulaciones en el subsuelo, que 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 las estimación de 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 de estimación 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 No. 324/2006 de la Secretaría de Energía de Argentina y en la Resolución No. 69-E/2016 de la Secretaría de Recursos Hidrocarbúricos 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. La reducción de los precios del petróleo y el gas natural también podría afectar nuestro crecimiento, incluidas las adquisiciones futuras y pendientes.

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 desarrollar 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 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 alternativos, 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 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 el aumento de los controles 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 hidráulica;
- 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. Prevemos que seguiremos registrando gastos por concepto de exploración y abandono durante el año 2021.

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 nuestra condición financiera, resultados de operación y flujos de caja.

El agua es un componente esencial de los procesos de perforación y de completación de pozos. 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 estimulación 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 de pozos de petróleo y gas shale, 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 de petróleo y gas *shale*, 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 entró en vigor durante 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 cual es conocido por ser el sucesor del Protocolo. 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. Los países acordaron que tratarán de alcanzar el objetivo a largo plazo de limitar el calentamiento global a mucho menos de 2°C por encima de los niveles preindustriales, y proseguir los esfuerzos para limitar aún más el aumento de la temperatura a 1.5°C. 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 mercado de electricidad de Argentina.

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. Al 31 de diciembre de 2018, 2019 y 2020, la energía eléctrica procedente de fuentes renovables representaba el, el 4.6%, el 8.2% y el 9.7% de la demanda total, respectivamente, según los datos publicados por el Gobierno argentino.

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 y de gas, relacionados con el cambio climático y las regulaciones resultantes y los regímenes de promoción de recursos energéticos alternativos 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 a la fecha del presente reporte anual.

El cambio climático podría afectar nuestros resultados de operación, acceso a capital 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 reputación; 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.

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 ahorro energético 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. Dicha escasez, y el aumento de sus costos, podrían afectar negativamente a nuestra actividad y situación financiera.

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 situ*. 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 locales de los lugares en los cuales operamos. 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.

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 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 incluida en este reporte anual puede no ser representativa de nuestros resultados como compañía consolidada, los inversionistas pueden tener información financiera limitada sobre la cual evaluarlos y su decisión de inversión. Además, nuestros resultados de operación para el Periodo Posterior a la Combinación Inicial de Negocios no son directamente comparables con nuestros resultados de operación 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 los años terminados el 31 de diciembre de 2020 y 2019 no son directamente comparables con nuestros resultados de operación para el año terminado el 31 de diciembre de 2018, debido a los efectos de la Combinación Inicial de Negocios.

La información financiera histórica en este reporte anual 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 la sección "*INFORMACIÓN FINANCIERA CONSOLIDADA*" y los Estados Financieros Auditados incluidos o referidos en otras secciones de este reporte anual.

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 incluyendo el tramo 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 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.

Nuestras operaciones y actividades de perforación se concentran en áreas de alta competencia 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 diciembre del 2020, 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.

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, accediendo 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 "*INFORMACIÓN DE LA COMPAÑÍA - Competencia*" de este reporte anual.

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.

Es posible que busquemos adquirir propiedades adicionales en Argentina y México, así como más ampliamente en América Latina. 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 podamos realizar 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 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 Peso Mexicano contra el Dólar u otras monedas, las cuales 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 Peso Mexicano contra el Dólar estarían en nuestros gastos que están principalmente relacionados con bienes importados 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. Además, dado que la gasolina, el gas y otros productos refinados se venden en moneda local en Argentina y México, las fluctuaciones bruscas de los tipos de cambio de estos productos son un problema ya que pueden afectar negativamente al precio de las ventas nacionales de crudo en dichos países, lo que puede afectar a nuestros ingresos y la generación de flujo de caja.

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

Por ejemplo, respecto de Argentina, al 31 de diciembre de 2020, el tipo de cambio Peso Argentino/Dólar se situaba en AR\$84.15 por US\$1.00, una depreciación de aproximadamente 41% respecto al valor registrado al 31 de diciembre de 2019, según el tipo de cambio del Dólar publicado por el BCRA. El valor del Peso Argentino en comparación con otras monedas depende, entre otros factores, del nivel de reservas internacionales que mantiene el BCRA, que también han mostrado importantes fluctuaciones en los últimos años así como sobre las políticas fiscales y monetarias adoptadas por el Gobierno argentino. El entorno macroeconómico argentino, en el que operamos, se vio afectado por la continua devaluación del Peso Argentino, que a su vez tuvo un impacto directo en nuestra posición financiera y económica.

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 o socios operativos en todos 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 diciembre de 2020, no éramos el operador de las concesiones de Sur Río Deseado Este, Coirón Amargo Sur Oeste y Acambuco en Argentina, y las concesiones 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 diciembre de 2020, empleábamos a terceros bajo contrato, principalmente con grandes proveedores de servicios locales e 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.

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 reporte anual, la mayoría de nuestra deuda se relaciona con las obligaciones de Vista Argentina bajo el Contrato de Crédito (según dicho término se define más adelante), las cuales están garantizadas por nosotros, Aluvional Logística S.A., Vista Holding I, APCO Argentina y Vista Holding II (junto con otras entidades que actúan como garantes bajo el Contrato de Crédito, de tiempo en tiempo, los "Garantes"), y están denominadas en Dólares. Para una descripción del Contrato de Crédito, véase la sección "*PANORAMA DE LA INDUSTRIA Y REGULATORIO - Liquidez y Fuentes de Capital - Deuda*" de este reporte anual. El Contrato de Crédito contiene una serie de condiciones que nos imponen a nosotros, a los otros garantes y Vista Argentina, importantes restricciones operativas y financieras. Estas restricciones pueden limitar nuestra capacidad para:

- crear gravámenes sobre ciertos activos para garantizar deuda, o crear gravámenes para asegurar deuda que exceda de ciertos montos;
- 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;
- 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 18.1 de los Estados Financieros Auditados, el Contrato de Crédito 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.

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 interés comercial.

El incumplimiento de cualquier obligación contenida en el Contrato de Crédito 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 Contrato de Crédito fuera a ser acelerado, los activos de Vista Argentina y los de cada uno de los Garantes, 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.

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 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 empresa puede ser considerada responsable y estar sujeta a multas, cancelación de la personalidad jurídica y/o suspensión de sus actividades, entre otras sanciones, si tales delitos fueron cometidos, directa o indirectamente, con su intervención, o en su interés o beneficio. Además, la Ley Federal para la Prevención e Identificación de Operaciones con Recursos de Procedencia Ilícita, la Ley de Prevención del Lavado de Activos de Argentina, los artículos 303-306 del Código Penal de la República Argentina, y otras normas aplicables contra el lavado de dinero y el financiamiento al terrorismo, prohíben la realización de transacciones con el fin de introducir en el sistema institucional fondos obtenidos mediante actividades ilícitas y enmascarar así las ganancias obtenidas a través de actividades ilegales como activos derivados de fuentes legítimas, así como la utilización de fondos para actividades terroristas. Además, estamos sujetos a la normativa sobre sanciones económicas que restringe nuestras relaciones con determinados países, personas y entidades sancionadas.

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. En el mismo sentido, hemos adoptado

un código de ética que se aplica a todos los funcionarios y empleados de Vista y a los terceros (contratistas, proveedores, socios) que interactúan con Vista. Nuestro código de ética define la forma en que hacemos nuestros negocios, y está diseñado para ayudarnos a cumplir con nuestras obligaciones a respetarnos en el trabajo y a actuar con integridad en el mercado. Nuestro código ético establece expresamente, entre otras cosas, que nadie ofrecerá, en nombre de Vista, directa o indirectamente a través de terceros, nada de valor a un funcionario público, o a sus representantes, y en particular con el fin de obtener o mantener un negocio, influir en las decisiones empresariales o asegurar una ventaja injusta. Además, la misión de Vista de realizar negocios de manera ética también implica el compromiso de mantener la exactitud en nuestros libros de contabilidad, estados financieros y registros contables. Nuestros registros contables, incluyendo nuestros estados financieros, informes de administración, contratos y acuerdos, deben ser siempre exactos y reflejar los hechos económicos y las transacciones con integridad y exactitud, de acuerdo con las normas contables profesionales y las leyes que rigen a Vista. Todas las transacciones de Vista, independientemente de su importe, deben estar debidamente autorizadas, ejecutadas y registradas. Si se determina que nuestros códigos de ética ha sido violado, la empresa tomará las medidas disciplinarias que correspondan.

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. Además, el fuerte deterioro de la economía mundial como consecuencia de la pandemia de COVID-19 puede repercutir en la cantidad de acciones laborales iniciadas por nuestra plantilla durante 2021 y los años siguientes.

Adicionalmente 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 octubre 2020 a mayo 2021 se firmó el 16 de octubre, 2020. 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.

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

A la fecha del presente reporte anual, nuestra deuda pendiente incluía préstamos indexados al LIBOR. En un anuncio del 27 de julio de 2017, la Autoridad Británica de Conducta Financiera (la "FCA" según sus siglas en inglés) que es la autoridad competente para la regulación de los puntos de referencia en el Reino Unido, abogó por una transición de la dependencia del LIBOR a índices de referencia alternativos y declaró que ya no persuadiría ni obligaría a los bancos a presentar índices para el cálculo de las tasas LIBOR después del 31 de diciembre, 2021 (el "Anuncio FCA"). El Anuncio FCA formaba parte de los esfuerzos mundiales en curso para reformar el LIBOR y otros importantes índices de referencia de las tasas de interés. En este momento, la naturaleza y el calendario de la transición hacia el abandono del LIBOR es incierto y no existe consenso sobre qué tasa o tasas puedan convertirse en alternativas aceptadas al LIBOR. El 25 de marzo de 2020, la FCA declaró que, aunque no ha cambiado el supuesto de que las empresas no pueden confiar en que el LIBOR será publicado después de finales de 2021, sí ha habido un impacto en algunos momentos importantes de la transición debido a la pandemia de COVID-19.

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. Tampoco es posible predecir si la crisis global del COVID-19 tendrá mayores efectos en los planes de transición del LIBOR. 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 del 31 de diciembre, 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.

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. En Argentina se celebran elecciones presidenciales cada cuatro años y las legislativas cada dos años, lo que supone la renovación parcial de ambas cámaras del Congreso. Las próximas elecciones presidenciales están previstas para octubre de 2023 y las próximas elecciones legislativas están previstas para el 24 de octubre de 2021. El resultado de las elecciones presidenciales, así como de las legislativas de mitad de mandato y de toda la legislatura, puede dar lugar a cambios en las políticas gubernamentales que afecten a la Compañía. No podemos asegurar que dichos cambios vayan a producirse o el momento en que se producirán, ni podemos estimar el impacto que pueden tener en nuestro negocio.

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. Argentina puede estar mal preparada para afrontar el impacto económico de la pandemia de COVID-19 y las restricciones correspondientes debido a la vulnerabilidad de la economía argentina desde una perspectiva fiscal y monetaria, entre otras variables macroeconómicas, lo que puede suponer un mayor impacto para Argentina que para otros países de la región.

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

Las elecciones presidenciales y legislativas en Argentina tuvieron lugar en octubre de 2019, en las cuales Alberto Fernández de la coalición Frente de Todos fue elegido con aproximadamente el 48.24% de los votos. La nueva administración tomó posesión del cargo el 10 de diciembre de 2019. El impacto de una administración diferente 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.

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 2020 fue del 36.1%.
- de acuerdo con el cálculo publicado por el INDEC el 23 de marzo de 2020, el producto interno bruto (el "PIB") registró una caída del 9.9% en 2020 en relación con el mismo período del 2019. A efectos comparativos, cabe señalar que el PIB disminuyó un 2.1% en 2019 y un 2.6% en 2018. 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 (92.2% al 31 de diciembre de 2019);
- el aumento discrecional del gasto público ha dado lugar y sigue dando lugar a déficits fiscales. El déficit fiscal primario de 2019 fue de AR\$95.1 miles de millones;
- 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 y gas;

- 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 fue de 11.0% durante el cuarto trimestre del 2020;
- la demanda de divisas podría crecer, generando un efecto de fuga de capitales como en los últimos años;

El 20 de diciembre de 2019, el Congreso argentino promulgó la Ley de Solidaridad, declarando la emergencia pública en materia económica, financiera, fiscal, administrativa, social y energética, entre otros, delegando así en el poder ejecutivo argentino la capacidad de asegurar la sostenibilidad del endeudamiento público, regular las tarifas de servicios públicos, a través de una revisión integral del actual régimen tarifario y la intervención de las entidades supervisoras, entre otros. La Ley de Solidaridad estableció la reestructuración del sistema de tarifas de energía y congeló las tarifas de gas natural y electricidad. Además, la Ley de Solidaridad autorizó al poder ejecutivo argentino a intervenir el ENARGAS y el ENRE. Esta regulación puede generar dificultades en la economía argentina y en el cumplimiento de sus obligaciones financieras, lo que podría afectar negativamente a nuestros negocios, la situación financiera y los resultados de las operaciones; y

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”). El 20 de junio de 2018, el Comité Ejecutivo del FMI aprobó el mencionado acuerdo. La SBA tenía como objetivo proporcionar apoyo al programa económico del gobierno argentino, ayudando a crear confianza, reducir las incertidumbres y fortalecer las perspectivas económicas de Argentina. En total, Argentina ha recibido desembolsos en virtud del acuerdo por aproximadamente \$44,000 millones de Dólares. La administración de Fernández, quien asumió el cargo en diciembre de 2019, indicó su intención de llevar a cabo una reestructuración de la deuda soberana destinada a hacer sostenible la deuda de Argentina. Para tal efecto, el Congreso promulgó una ley que facultaba al poder ejecutivo de Argentina a realizar tales transacciones. Adicionalmente, la administración de Fernández también anunció públicamente que se abstendrá de solicitar desembolsos adicionales en virtud del SBA y, en cambio, ha prometido renegociar sus términos y condiciones de buena fe. El 5 de abril de 2020, el Gobierno argentino emitió el Decreto 346/2020, por virtud del cual el pago de principal e intereses por las deudas contraídas y pendientes de pago, por bonos del tesoro denominados en Dólares conforme a la ley argentina se defirieron hasta el 31 de diciembre de 2020 o la fecha que determine la Secretaría de Economía argentina tomando en consideración el estatus y el resultado del proceso de reestructura anunciado por el Gobierno argentino para reestablecer la sostenibilidad de la deuda pública.

La decisión del Gobierno argentino excluyó ciertos instrumentos del diferimiento, tales como (i) los bonos del tesoro emitidos al BCRA y en su posesión, (ii) los bonos del tesoro emitidos de conformidad con el Decreto No° 668/2019, (iii) los Bonos Programa Gas Natural, y (iv) los bonos de garantía emitidos de conformidad con la Resolución No° 147/17, entre otros. El 21 de abril de 2020, Argentina inició una oferta de canje de bonos emitidos bajo las emisiones argentinas del 2 de junio de 2005 y 22 de abril de 2016 por ciertos bonos nuevos que serán emitidos bajo el acta de emisión del 22 de abril de 2016 con el objetivo de lograr un perfil de deuda sostenible para del país. Además, la oferta de canje contemplaba el uso de las cláusulas de acción colectiva incluidas en dichas actas de emisión, por las que la decisión de ciertas mayorías será concluyente y vinculante para aquellos tenedores de bonos que no entren en la oferta de canje. El 18 de agosto de 2020, el gobierno argentino ofreció a los tenedores de sus bonos en moneda extranjera bonos regidos por la ley argentina para canjear dichos bonos por nuevos bonos, en términos equitativos a los términos hechos a los tenedores de bonos regulados por la ley extranjera. En 18 de septiembre de 2020, el gobierno argentino anunció que los tenedores que representan el 99.4% del monto en circulación de todas las series de bonos elegibles para participar en la oferta de canje local habían participado.

Como resultado de la oferta de canje, el tipo de interés medio pagado por los bonos argentinos en moneda extranjera regidos por la legislación argentina se redujo al 2.4%, frente a un tipo de interés promedio del 7,6% antes del canje. Además, la oferta de canje amplió el plazo medio de vencimiento de dichos bonos. A la fecha de este reporte anual, el Gobierno argentino ha iniciado negociaciones con el FMI para renegociar los vencimientos de los US\$44,100 millones desembolsados entre 2018 y 2019 en el marco de un SBA, originalmente previsto para los años 2021, 2022 y 2023. No podemos asegurar si el gobierno argentino tendrá éxito en las negociaciones con ese organismo, lo que podría afectar su capacidad para aplicar reformas y políticas públicas e impulsar el crecimiento económico, ni el impacto del resultado que la renegociación tendrá en la capacidad de Argentina para acceder a los mercados de capitales internacionales (e indirectamente en nuestra capacidad de acceder a esos mercados), en la economía argentina o en nuestra situación económica y financiera o en nuestra capacidad de extender las fechas de vencimiento de nuestra deuda u otras condiciones que podrían afectar nuestros resultados y operaciones o 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.

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 prevalentes 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. Además, dado que no se puede garantizar que los reglamentos o impuestos sancionados o administrados por las provincias no entren en conflicto con las leyes nacionales, las controversias jurisdiccionales entre el gobierno federal y local no son poco comunes.

Por ejemplo, la Ley de Solidaridad establece que el poder ejecutivo argentino tiene derecho a establecer derechos de exportación hasta un máximo del 33% de las mercancías exportadas hasta el 31 de diciembre de 2021. La Ley de Solidaridad también estableció un tope del 8% para los derechos de exportación de hidrocarburos y productos mineros. El 18 de mayo de 2020, el gobierno argentino emitió el Decreto No° 488/2020 que reduce los derechos de los hidrocarburos y productos mineros del 12% anterior al 8%. Estamos expuestos a los efectos de las fluctuaciones y regulaciones de los precios nacionales del petróleo y el gas, lo que puede limitar nuestra capacidad de aumentar el precio de nuestros productos de petróleo y de gas".

Dichas controversias, limitaciones, 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.

Además, la Ley de Solidaridad facultó al Poder Ejecutivo argentino a "mantener" las tarifas de gas natural bajo jurisdicción federal, renegociar la revisión tarifaria integral o iniciar una revisión extraordinaria de acuerdo a las leyes 24.065 y 24.076.

México

Al segundo trimestre de 2021, la Ley de Hidrocarburos ha sufrido algunas modificaciones propuestas por la actual administración federal, que afectan principalmente al régimen de permisos aplicable a actividades de *midstream* y *downstream* como el procesamiento, el refinado, la exportación, la importación, el transporte, el almacenamiento, la distribución, la comercialización y la venta al público de hidrocarburos, productos petrolíferos o petroquímicos. Las modificaciones consisten en: (i) exigir a los permisionarios el cumplimiento de las políticas de almacenamiento emitidas por la SENER (es decir, la Política de Almacenamiento Mínimo de Productos Petroleros y la Política de Almacenamiento de Gas Natural), (ii) modificar el procedimiento actual para obtener la autorización de la CRE o de la SENER para asignar permisos previendo que la falta de respuesta de la autoridad se interpretará como una respuesta negativa, (iii) incluir nuevas causales de revocación de los permisos cuando sus beneficiarios realicen conductas ilegales (i.e. comercio ilícito o medición errónea), y (iv) otorgar facultades a la CRE y a la SENER para suspender los permisos otorgados, así así como para ocupar temporalmente las instalaciones e intervenir en las operaciones de los permisionarios en caso de peligro inminente para la seguridad

nacional, la seguridad energética o la economía nacional. En cuanto a los requisitos mínimos de almacenamiento mencionados en el punto (ii) anterior, es importante señalar que la SENER puede emitir nuevas políticas o modificar las existentes con la finalidad de implementar un ámbito de aplicación más amplio.

Incluso si dichas modificaciones no tienen un impacto directo en el sector de *upstream* en México, no podemos asegurar que no tendrán impacto en nuestra cadena de valor. Dada la falta de precedentes judiciales en la regulación energética y particularmente respecto a estas modificaciones, es incierto cómo podría ser interpretado por un tribunal o una autoridad gubernamental en la práctica. Por lo tanto, no podemos predecir la manera en que estas modificaciones afectarán nuestras operaciones y capacidad para completar adquisiciones adicionales en México y/o a nuestra actividad, situación financiera, resultados de las operaciones, flujos de caja y/o perspectivas futuras o si cualquier cambio en la interpretación del marco legal y/o el uso de las competencias por parte de las autoridades actuales puede afectar al sector energético.

Adicionalmente, durante los últimos meses, ha existido un retraso en la emisión de permisos para realizar actividades de venta de gasolina al por menor. Esta circunstancia puede generar ciertos beneficios a Pemex dada competencia limitada en el mercado de venta de gasolina al por menor en el país. En relación con los permisos de importación y exportación de hidrocarburos, el 26 de diciembre de 2020, la Secretaría de Economía, haciendo uso de sus facultades, modificó el plazo de los permisos de largo plazo de 20 años a 5 años como nuevo plazo máximo, e impuso ciertos nuevos requisitos que deberán cumplir los solicitantes para obtener dichos permisos. Además, las modificaciones implementadas por la Secretaría de Economía le permiten negar el otorgamiento de dichos permisos sin causa justificada. Todas estas modificaciones pueden implicar dificultades para competir en el mercado de importación y exportación de hidrocarburos.

Adicionalmente, el 26 de marzo de 2021, el presidente López Obrador, presentó en la Cámara de Diputados una iniciativa de reforma para modificar la Ley de Hidrocarburos. En términos generales, el proyecto pretende afectar el régimen de permisos actualmente establecido en la Ley de Hidrocarburos, otorgando mayores facultades a la Secretaría de Energía (SENER) y a la CRE para otorgar, revisar y revocar los diferentes permisos contemplados en la Ley de Hidrocarburos. Los principales objetivos de la iniciativa de ley son, entre otros (i) el cumplimiento de la política pública de almacenamiento mínimo de productos petrolíferos; (ii) aumentar la regulación de la revocación de los permisos existentes; (iii) combatir el robo de combustible (huachicoleo); y (iv) permitir la suspensión de los permisos en caso de problema de seguridad nacional.

Además, el proyecto de ley intenta recuperar el control público del sector de la venta de combustible en México. Anticipamos que el proyecto de ley tendrá probablemente un mayor impacto en las entidades de los segmentos *downstream* y *midstream*. Las modificaciones introducidas por el proyecto de ley pueden afectar potencialmente a todo tipo de permisos, indistintamente, dando lugar a que la SENER y la CRE tengan la capacidad de: (i) revocar, suspender o intervenir, los permisos de exportación y comercialización de hidrocarburos; (ii) licuefacción, transporte y almacenamiento de gas natural, petróleo o derivados; y (iii) importación, comercialización distribución y venta al por menor de productos petrolíferos.

Aunque el proyecto de ley, en principio, no parece afectar a las actividades de exploración y producción de hidrocarburos, bajo nuestros contratos de licencia de E&P, es importante señalar que, dada la amplia autoridad otorgada a la CRE y a la SENER, el proyecto de ley puede afectar potencialmente nuestra venta de petróleo crudo y gas natural, ya que dicha actividad se ejecuta a través de nuestro permiso de comercialización otorgado por la CRE (y puede afectar indirectamente el desarrollo de nuestras actividades de E&P bajo nuestros contratos de licencia).

Se espera que el proyecto de ley sea aprobado por el Senado mexicano antes de que finalice el actual período legislativo el 30 de abril de 2021. La entrada en vigor del proyecto de ley está sujeta a la discusión y aprobación por parte del Congreso mexicano y, en su caso, a su posterior publicación en el Diario Oficial de la Federación.

A la fecha de este reporte anual, el partido político del presidente en funciones tiene una mayoría calificada en la Cámara de Diputados y una mayoría absoluta en el Senado mexicano. Incluso si los ejemplos anteriormente expuestos afectan los mercados de hidrocarburos y eléctricos, no podemos ofrecer ninguna garantía de que el gobierno mexicano vaya a interpretar o aplicar las leyes, normas y reglamentos o promulgar nuevas leyes respecto del sector de explotación, ni que vaya a haber un cambio en el marco legal de la industria del petróleo y el gas, lo que podría afectar negativamente a nuestro negocio y perspectivas en México.

Medidas adoptadas por la autoridad en materia de competencia económica en México podrían llegar a tener un resultado adverso en nuestros resultados y condición financiera.

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;
- tensiones políticas y sociales;
- los efectos de las hostilidades o los problemas políticos en otros países podrían afectar al comercio internacional, al precio de los productos básicos y a la economía mundial; y
- capacidad de obtener financiación de los mercados internacionales.

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.

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 dichos volúmenes 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 conexas 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 pretenda 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.

La Ley de Solidaridad establece que el poder ejecutivo argentino tiene derecho a establecer derechos de exportación hasta un máximo del 33% de las mercancías exportadas hasta el 31 de diciembre de 2021. La Ley de Solidaridad también estableció un tope del 8% para los derechos de exportación de hidrocarburos y productos mineros. El 18 de mayo de 2020, el Gobierno argentino emitió el Decreto N° 488/2020 reduciendo los impuestos de los hidrocarburos y productos mineros del 12% anterior al 8%.

Además, de conformidad con la Comunicación "A" 6844 del BCRA (según la misma sea modificada o reformada), los exportadores deberán repatriar y liquidar en Pesos Argentinos en el mercado cambiario local, el producto de sus exportaciones de mercancías despachadas en aduana a partir del 2 de septiembre de 2019. En el caso de las exportaciones de hidrocarburos, el plazo aplicable es el primero de 30 días a partir del despacho aduanero o 5 días hábiles a partir del pago.

Aquellas operaciones de exportación pendientes de cobro antes del 2 de septiembre de 2019, deberán ser repatriadas y convertidas a Pesos Argentinos mediante la liquidación en el Mercado de Divisas a Pesos Argentinos dentro de los 5 días hábiles de la fecha de cobro o desembolso en el exterior o en Argentina.

Los exportadores que reciban permisos de embarque durante dicho período están sujetos a procedimientos específicos de seguimiento.

La repatriación y liquidación a través del Mercado de Divisas a Pesos Argentinos de las divisas recibidas por residentes argentinos no se exige si se cumplen todas las condiciones siguientes:

- los fondos recibidos se depositaban en cuentas abiertas en instituciones financieras argentinas;
- los fondos se repatrián dentro de los plazos establecidos por la normativa cambiaria;
- que los fondos se hayan aplicado a operaciones a las que la legislación aplicable da acceso al Mercado de Divisas, dentro de los límites establecidos para cada concepto; y
- el uso de este mecanismo no tuvo efectos fiscales.

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.

Los actuales controles cambiarios argentinos y la aplicación de nuevos controles cambiarios podrían afectar negativamente a nuestros resultados de operaciones.

A partir de septiembre de 2019, el Gobierno argentino ha restablecido las restricciones cambiarias en el extranjero. Los nuevos controles se aplican con respecto al acceso al mercado de divisas por parte de los residentes con fines de ahorro e inversión en el extranjero, el pago de deudas financieras externas, el pago de dividendos en moneda extranjera en el extranjero, el pago de importaciones de bienes y servicios, y la obligación de repatriar y liquidar en Pesos Argentinos el producto de las exportaciones de bienes y servicios, entre otros.

Como se mencionó anteriormente, conforme al Comunicado "A" 6844 (según el mismo sea modificado o reformado), los exportadores deben repatriar y liquidar en Pesos Argentinos en el mercado cambiario local el producto de sus exportaciones de bienes despachados en la aduana a partir del 2 de septiembre de 2019. Los montos recaudados en moneda extranjera por reclamos de seguros relacionados con los bienes exportados también deben ser repatriados y liquidados en Pesos Argentinos a través del mercado local de divisas, hasta el monto de los bienes exportados asegurados.

Por otro lado, mediante el Comunicado "A" 6844 (según el mismo sea modificado o reformado), el BCRA restableció el sistema de control de los ingresos de exportación, estableciendo las normas que rigen dicho proceso de control y sus excepciones. Los exportadores deberán designar una entidad financiera encargada de vigilar el cumplimiento de las obligaciones mencionadas.

El Decreto No. 661/2019 aclaró que el cobro de los beneficios de exportación establecidos en el Código Aduanero Argentino estará sujeto al cumplimiento por parte del exportador de las obligaciones de repatriación y liquidación impuestas por la nueva normativa cambiaria.

Asimismo, la legislación cambiaria autoriza la aplicación de los beneficios de exportación a la devolución de: (i) los financiamientos previos a la exportación y los financiamientos de exportación concedidos o garantizados por entidades financieras locales; (ii) los financiamientos previos a la exportación en el extranjero y los anticipos de exportación liquidados a través del mercado cambiario local a partir del 2 de septiembre de 2019; (iii) los anticipos de exportación desembolsados pero no liquidados y los financiamientos previos a la exportación ejecutados antes del 31 de agosto de 2019, siempre que se cumplan determinadas condiciones; (iv) los financiamientos posteriores a la exportación para descuentos y/o cesiones por parte de entidades financieras externas o locales; (v) los financiamientos concedidos por entidades financieras locales a importadores extranjeros; y (vi) el endeudamiento financiero en virtud de contratos ejecutados antes del 31 de agosto de 2019 que prevean su cancelación mediante la aplicación en el extranjero de los ingresos de exportación. La aplicación del producto de la exportación al reembolso de otras deudas estará sujeta a la aprobación del BCRA.

Por último, los residentes pueden acceder al mercado de divisas para cambiar divisas y transferirlas al exterior y para realizar pagos de beneficios y dividendos a accionistas no residentes, sin la aprobación previa del BCRA si se cumplen las siguientes condiciones:

- (i) Que los beneficios y dividendos corresponden a estados financieros cerrados y auditados;
- (ii) El importe total de los beneficios y dividendos pagados a los accionistas no residentes no debe superar el importe en moneda local que corresponda a la distribución determinada por la asamblea de accionistas. La entidad debe recibir una declaración jurada firmada por el representante legal o un apoderado debidamente autorizado del residente con una certificación en este sentido;
- (iii) El importe total de las transferencias de beneficios y dividendos por las que el residente acceda al mercado de divisas en o después del 17 de enero de 2020, no debe superar el 30% del valor de las nuevas aportaciones de inversión extranjera directa en empresas residentes ingresadas y liquidadas a través del mercado de divisas con anterioridad a dicha fecha. Para ello, la entidad financiera deberá contar con una certificación emitida por la entidad que realizó la liquidación de que no ha emitido certificaciones a los efectos previstos en este punto por un importe superior al 30% del importe liquidado;
- (iv) El acceso se produce en un plazo no inferior a 30 días naturales desde la liquidación de la última aportación que se computa a efectos del requisito establecido en la condición inmediatamente anterior;
- (v) El residente deberá presentar la documentación que acredite la capitalización de dicha aportación o, en su defecto documentación, la acreditación del inicio del trámite de inscripción ante el Registro Público de Comercio de la resolución definitiva de capitalización de los aportes de capital computados de acuerdo a los requisitos legales correspondientes, y presentar la documentación de la capitalización definitiva de la aportación dentro de los 365 días naturales siguientes al inicio del procedimiento; y
- (vi) La entidad deberá verificar que el cliente haya cumplido, en su caso, con la declaración de la última presentación de la "Encuesta de Activos y Pasivos Externos" para las operaciones involucradas.

No es posible prever por cuánto tiempo estarán en vigor estas medidas, ni siquiera si se impondrán restricciones adicionales. El Gobierno argentino podría mantener o imponer nuevas reglamentaciones de control de cambios, restricciones y adoptar otras medidas en respuesta a la fuga de capitales o a una depreciación significativa del Peso Argentino, que podría limitar el acceso a los mercados internacionales de capital. Esas medidas podrían socavar las finanzas públicas del Gobierno argentino, lo que podría afectar negativamente a la economía argentina, lo que a su vez podría afectar negativamente a nuestro negocio, los resultados de las operaciones y la situación financiera.

Además, en virtud de la Comunicación "A" 7106 (modificada y complementada periódicamente), el BCRA estableció ciertos requisitos para acceder al mercado local de cambios a los efectos del pago de deudas financieras transfronterizas, en particular, para el pago de montos pendientes de capital en préstamos y valores que tengan pagos de amortización programados entre el 15 de octubre de 2020 y el 31 de diciembre de 2021 por montos de capital superior a US\$2,000,000 por parte del sector privado no financiero y de las entidades financieras. En particular, el pago de capital correspondiente a los préstamos y títulos sujetos a la norma deberá formar parte de un plan de refinanciación que debe ser previamente presentado ante el BCRA, el cual debe prever que (i) sólo el 40% del monto de capital adeudado y pagadero deberá ser pagado a través del mercado local de divisas en o antes del 31 de marzo de 2021; y (ii) el restante 60% debe ser refinanciado para que la vida media de la deuda se incremente por un mínimo de dos años. No es posible garantizar que el período cubierto por la Comunicación "A" 7106 no sea ampliado o restablecido en el futuro por el BCRA o que se dicten otras normas con efectos similares que obliguen a la Sociedad a refinanciar sus obligaciones, lo que a su vez podría tener un impacto negativo en nuestras operaciones, y en particular, en la capacidad de cumplir sus obligaciones de deuda.

No podemos asegurar que el Gobierno Mexicano no impondrá controles de cambio u otras medidas de confiscación.

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.

Anteriormente, el Gobierno argentino imponía derechos a las exportaciones, incluidas las de petróleo y productos de gas licuado de petróleo. El 31 de diciembre de 2017 expiró la Ley de Emergencia Económica, lo que dio lugar a la eliminación de la decisión discrecional otorgada anteriormente al gobierno argentino, que fueron delegadas y le permitieron promulgar reglamentos de divisas, la retención de porcentajes para las exportaciones de hidrocarburos, y los aranceles, así como para renegociar los acuerdos de servicios públicos, entre otros. El 4 de septiembre de 2018, En virtud del Decreto No° 793/2018, el Gobierno argentino restableció, hasta el 31 de diciembre de 2020, un impuesto a la exportación de 12% en productos básicos para productos primarios, con algunas excepciones. La Ley de Solidaridad establece que el poder ejecutivo argentino tiene derecho a fijar los derechos de exportación hasta un máximo de 33% de las mercancías exportadas hasta el 31 de diciembre de 2021. La Ley de Solidaridad también estableció un tope del 8% para la exportación los derechos de los hidrocarburos y los productos mineros.

En mayo 19, 2020, el Decreto No° 488/2020 emitido por el Poder Ejecutivo fue publicado en la Gaceta Oficial, estableciendo derechos de exportación a hidrocarburos y actualizando los valores de las multas previstas en el artículo 87 de la Ley 17.319 y sus modificaciones. Se establecieron derechos de exportación para determinados productos de hidrocarburos: (i) 0% de derechos de exportación en caso de que el precio internacional sea igual o inferior al "valor base" (US\$ 45/bbl), (ii) 8% de derechos de exportación en caso de que el precio internacional sea igual o superior al valor de referencia (US\$60/bbl), y (iii) en caso de que el precio internacional sea superior al valor base e inferior al valor de referencia, el tipo impositivo de los derechos de exportación se determinará según una fórmula lineal para el derecho de exportación del 0 al 8%.

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.

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.

El IPC, publicado por el INDEC, por el periodo de enero a diciembre de 2018, el IPC llegó a 47.6% en comparación con el mismo periodo de 2017. La variación del IPC para el periodo de enero a diciembre de 2019 fue de 53.8%. La variación del IPC para el periodo de enero a diciembre de 2020 fue de 36.1%. Además, el INDEC informó que (i) para el periodo de febrero de 2020 a enero de 2021, el IPC llegó a 38,5% en comparación con el periodo de febrero de 2019 a enero de 2020; (ii) para el periodo de marzo de 2020 a febrero de 2021, el IPC fue del 40.7% en comparación con el periodo de marzo de 2019 a febrero de 2020; y (iii) para el periodo de abril de 2020 a marzo de 2021, el IPC alcanzó el 42.6% en comparación con el periodo de abril de 2019 a marzo de 2020.

El gobierno argentino continuó aplicando medidas de seguimiento y control de los precios de los bienes y servicios más relevantes. A pesar de estos esfuerzos, la economía argentina sigue experimentando altos niveles de inflación. Si no se consigue estabilizar el valor del Peso Argentino mediante políticas fiscales y monetarias, se podría esperar un aumento en los niveles 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.

La inflación sigue siendo un desafío para Argentina. Los desequilibrios inflacionarios estructurales de Argentina, siguen siendo críticos, lo que puede ocasionar que los niveles actuales de inflación continúen y tengan 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 reporte anual. 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. No obstante, 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, afirmando que Argentina no pagó a tiempo los intereses y/o el capital de sus bonos, y buscando sentencias por el valor nominal y/o los intereses devengados de esos bonos. Se dictaron sentencias en numerosos procedimientos en los Estados Unidos, Alemania y Japón. Además, los acreedores con sentencias favorables no tuvieron éxito, con algunas excepciones menores, ejecutando esas sentencias.

Como resultado de las decisiones adoptadas por los tribunales de Nueva York en apoyo a dichos acreedores en el 2014, a Argentina se le prohibió 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 y consiguieron prevenir que el Gobierno argentino recupera el acceso a los mercados.

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, lo cual dio lugar a la solución de prácticamente todas las controversias restantes y el cierre de 15 años de litigio. El 22 de abril de 2016, Argentina emitió bonos gubernamentales por US\$16,500 millones, y destinó US\$9,300 millones de las ganancias 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.

A la fecha de este Reporte Anual, aunque ciertos litigios iniciados por tenedores de bonos que no han aceptado suscribir acuerdos con Argentina continúan en distintas jurisdicciones, 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 Reporte anual, varias de estas controversias se han resuelto, y un número significativo de casos se encuentran en proceso o han sido suspendidos temporalmente por el acuerdo de las partes.

Entre 2016 y principios de 2018, Argentina recuperó el acceso al mercado e incurrió en deuda adicional. Sin embargo, como resultado de diversos factores externos e internos, durante la primera mitad del año de 2018, el acceso al mercado se hizo cada vez más oneroso. El 8 de mayo de 2018, el gobierno argentino anunció que iniciaría negociaciones con el FMI con el fin de celebrar un crédito contingente que daría a Argentina acceso al financiamiento del FMI. El 7 de junio de 2018, el Gobierno argentino y el personal del FMI llegaron a un acuerdo sobre los términos del SBA para desembolsos por un total aproximado de US\$50,000 millones de Dólares, el cual fue aprobado por el directorio ejecutivo del FMI el 20 de junio de 2018. El SBA tenía como objetivo brindar apoyo al programa económico del gobierno argentino, ayudando a crear confianza, reducir las incertidumbres y fortalecer las perspectivas económicas de Argentina. El 22 de junio de 2018 el Gobierno argentino realizó un primer sorteo de aproximadamente US\$15,000 millones bajo el SBA. Argentina ha recibido desembolsos bajo el SBA por US\$44 mil millones. No obstante lo anterior, la actual administración ha anunciado públicamente que se abstendrá de solicitar desembolsos adicionales bajo el mencionado contrato, y en su lugar ha prometido renegociar sus términos y condiciones de buena fe.

Tras la ejecución del SBA, en agosto de 2018, Argentina se enfrentó a un inesperado periodo de volatilidad que afectó a los mercados emergentes en general. En septiembre de 2018, el gobierno argentino examinó con el personal del FMI nuevas medidas de apoyo ante la nueva volatilidad financiera y el complicado entorno económico. El 26 de octubre de 2018, a la luz de los ajustes de las políticas fiscales y monetarias anunciados por el Gobierno argentino y el BCRA, el Directorio Ejecutivo del FMI permitió que el Gobierno argentino extrajera el equivalente a US\$5,700 millones de Dólares, con lo que el total de desembolsos desde junio de 2018 ascendió a aproximadamente US\$20,600 millones de Dólares, aprobó un aumento del SBA incrementando los activos totales a aproximadamente US\$57,100 millones de Dólares durante la duración del programa hasta 2021 y la anticipación de los desembolsos. En virtud del SBA actualizado, los recursos del FMI para Argentina en 2018-19 aumentaron en US\$18,900 millones de Dólares. Los desembolsos del FMI para el resto de 2018 se duplicaron con creces en comparación con el programa original respaldado por el FMI, hasta alcanzar un total de US\$13.400 millones (además de los US\$15.000 millones desembolsados en junio de 2018). Los desembolsos en 2019 también se duplicaron prácticamente, hasta alcanzar los US\$22,800 millones, con US\$5,900 millones previstos para 2020-2021.

El 28 de agosto de 2019, el gobierno argentino emitió un decreto difiriendo la fecha de pago prevista para el 85% de las cantidades adeudadas en concepto de obligaciones a corto plazo con vencimiento en el cuarto trimestre de 2019, regidas por la legislación argentina y en poder de inversionistas institucionales. De las cantidades diferidas, el 30% se reembolsarán 90 días después de la fecha de pago original y el 70% restante se reembolsarán 180 días después de la fecha de pago original, salvo en el caso de los pagos en virtud de los Lecaps con vencimiento en 2020, que se reembolsarán íntegramente 90 días después de la fecha de pago original. Las cantidades adeudadas en concepto de pagarés a corto plazo en poder de inversionistas particulares se pagarían según lo previsto originalmente.

Adicionalmente, en diciembre de 2019, la administración actual amplió por decreto los pagos de una serie de bonos a corto plazo de la tesorería de Argentina denominados en Dólares en manos de inversionistas institucionales hasta agosto de 2020. Además, el 11 de febrero de 2020, el Gobierno argentino decretó la prórroga del vencimiento hasta el 30 de septiembre de 2020 de un bono de la tesorería vinculado al Dólar y regido por la legislación argentina, que originalmente había sido suscrito en gran medida con remesas de Dólares, a fin de evitar un pago con Pesos Argentinos que habría requerido importantes esfuerzos de esterilización por parte de la autoridad monetaria.

El 12 de febrero de 2020, el Congreso Argentino sancionó la Ley N° 27.544 de Restitución Sostenible de la Deuda Pública de Derecho Extranjero que otorgó a la Ministerio de Economía la facultad de reestructurar la deuda pública externa del Estado argentino. El 9 de marzo de 2020, el Poder Ejecutivo de Argentina emitió el decreto No° 250/20 que autoriza al Ministerio de Economía a reestructurar US\$68.842 millones de deuda.

Como consecuencia de la Ley 27.544, el 10 de marzo de 2020, el Decreto 250/20 del Gobierno argentino estableció el monto nominal máximo de las operaciones de administración de pasivos y/o canjes y/o reestructuraciones de los títulos públicos en circulación de la República Argentina emitidos bajo ley extranjera al 12 de febrero de 2020 en el valor nominal de US\$68,842 millones, o su equivalente en otras monedas. Sin embargo, debido a la pandemia del COVID-19, el cronograma inicialmente publicado por el Ministerio de Economía para la reestructuración de la deuda pública externa que preveía, entre otras medidas, el lanzamiento de una oferta de canje de dichos títulos públicos emitidos en derecho extranjero fue pospuesto

El 21 de abril de 2020, Argentina invitó a los tenedores de aproximadamente US\$ 66.5 millones de capital agregado de sus bonos externos en moneda extranjera, a canjear dichos bonos por bonos nuevos. La invitación de canje contemplaba el uso de cláusulas de acción colectiva incluidas en los términos y condiciones de dichos bonos, en virtud de las cuales la decisión de ciertas mayorías vincularía que no acudieran a la oferta de canje. El 31 de agosto de 2020 anunció que había obtenido los consentimientos de los tenedores de bonos necesarios para canjear y/o modificar el 99.01% del importe principal total en circulación de todas las series de bonos elegibles invitadas a participar en la oferta de canje. La reestructuración se liquidó el 4 de septiembre de 2020. Como resultado de la invitación, el tipo de interés medio pagado por los bonos externos de Argentina se redujo al 3.07%, con un tipo máximo del 5.0%, en comparación con un tipo de interés medio de interés del 7.0% y un tipo máximo del 8.28% antes de la invitación. Además, el importe total en circulación de los bonos externos en moneda extranjera de Argentina se redujo en un 1.9% y el vencimiento medio de dichos bonos fue prorrogado.

El 5 de abril de 2020, el gobierno argentino promulgó el Decreto No° 346/2020: (i) difiriendo los pagos de capital e intereses de algunos de sus bonos en moneda extranjera regidos por la ley argentina hasta el 31 de diciembre de 2020, o hasta la fecha anterior que el Ministerio de Economía determine, considerando los avances realizados en el proceso destinado a restablecer la sostenibilidad de la deuda pública argentina, y (ii) autorizando al Ministerio de Economía a realizar operaciones de gestión de pasivos u ofertas de canje, o a implementar medidas de reestructuración que afecten a los bonos en moneda extranjera regidos por la ley argentina, cuyos pagos hayan sido diferidos en virtud de dicho Decreto.

El 18 de agosto de 2020, Argentina ofreció a los tenedores de sus bonos en moneda extranjera regidos por la legislación argentina, canjear dichos bonos por nuevos bonos, en condiciones equitativas a las de la invitación realizada a los tenedores de bonos regidos por la ley extranjera. El 18 de septiembre de 2020, Argentina anunció que los tenedores que representan el 99.4% del monto principal total en

circulación de todas las series de bonos elegibles invitados a participar en la oferta de canje local habían participado. Como resultado de la oferta de canje, el tipo de interés medio pagado por los bonos argentinos en moneda extranjera se redujo al 2.4%, frente a un tipo de interés medio del 7.6% antes del canje. Además, la oferta de canje amplió el vencimiento medio de dichos bonos.

A la fecha de este reporte anual, el gobierno argentino ha iniciado negociaciones con el FMI para renegociar los vencimientos de capital de los US\$44.100 millones desembolsados entre 2018 y 2019 en el marco del Acuerdo Stand By, originalmente previstos para los años 2021, 2022 y 2023. No podemos asegurar si el gobierno argentino tendrá éxito en las negociaciones con el FMI, lo que podría afectar su capacidad para implementar reformas y políticas públicas e impulsar el crecimiento económico, ni el impacto del resultado que tendrá la renegociación en la capacidad de Argentina para acceder a los mercados internacionales de capital (e indirectamente en nuestra capacidad para acceder a esos mercados) para acceder a los mercados internacionales de capital, en la economía argentina o en nuestra situación económica y financiera o en nuestra capacidad para extender las fechas de vencimiento de nuestra deuda u otras condiciones que podrían afectar nuestros resultados y operaciones o negocios. La falta de acceso a los mercados financieros internacionales o nacionales podría afectar a los gastos de capital previstos para nuestras operaciones en Argentina, lo que, a su vez, podría tener un efecto adverso sobre nuestra situación financiera o los resultados de nuestras operaciones.

Sin un acceso renovado al mercado financiero, el Gobierno argentino no cuenta 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 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. Además, no podemos predecir el resultado de una futura reestructuración de la deuda soberana argentina. Tenemos inversiones en bonos soberanos argentinos que ascienden a US\$1.6 millones al 31 de diciembre de 2020. Cualquier nuevo evento de incumplimiento por parte del Gobierno argentino podría afectar negativamente a su valoración y a los plazos de reembolso, así como tener un efecto material adverso en la economía argentina y, en consecuencia, en nuestro negocio y en los resultados de operaciones.

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 los combustibles refinados, 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.

La devaluación del Peso Argentino puede tener un impacto negativo en la capacidad de ciertas empresas argentinas para pagar sus deudas en moneda extranjera, generara inflación, reduce sustancialmente los salarios en términos reales y pone en peligro la estabilidad de las empresas. Sumado a los efectos de los controles cambiarios y las restricciones al comercio exterior, los precios relativos altamente distorsionados dieron lugar a la pérdida de competitividad de la producción argentina, obstaculizaron las inversiones y provocaron el estancamiento económico. En 2018, 2019 y 2020, el Peso Argentino se depreció aproximadamente un, 100%, 59% y 41%, respectivamente, con respecto al Dólar de los Estados Unidos. El 16 de abril de 2021, el tipo de cambio fue de AR\$92.8 por cada Dólar estadounidense, según lo publicado por el BCRA.

Durante 2019, el Peso Argentino perdió casi un 30% de su valor frente al Dólar y el precio de las acciones de las empresas Argentinas que cotizan en bolsa se derrumbó casi un 42% (conforme al índice S&P Merval). El “Riesgo País” alcanzó uno de los niveles más altos de la historia argentina, situándose por encima de los 2,000 puntos en 2019. Como consecuencia de los efectos mencionados, con el fin de

controlar la salida de divisas y restringir las fluctuaciones del tipo de cambio, el BCRA reimplementó los controles cambiarios, con la esperanza de fortalecer el normal funcionamiento de la economía, fomentar una administración prudente del mercado cambiario, reducir la volatilidad de las variables financieras y contener el impacto de las variaciones de los flujos financieros en la economía real.

Durante 2020, la depreciación del peso frente al dólar fue constante. Sin embargo, el impacto del COVID-19 en los precios de las acciones fue drástico, ya que el índice S&P Merval cayó casi un 50% durante febrero y marzo, y el "Riesgo País" alcanzó el nivel más alto de la historia argentina, con 4.295 puntos el 24 de marzo, 2020.

A partir del 31 de marzo de 2021, el Riesgo País fue de 1.588. Como consecuencia de los efectos mencionados, para controlar la salida de divisas y restringir las fluctuaciones del tipo de cambio, el BCRA volvió a implementar controles cambiarios buscando fortalecer el normal funcionamiento de la economía, fomentando una prudente administración del mercado cambiario, reduciendo la volatilidad de las variables financieras y conteniendo el impacto de las variaciones de los flujos financieros sobre la economía real.

La capacidad del Gobierno argentino para estabilizar el mercado de divisas y restablecer el crecimiento económico es incierta. Una apreciación significativa del Peso Argentino frente al Dólar también presenta riesgos para la economía argentina, incluida la posibilidad de una reducción de las exportaciones (como consecuencia de la pérdida de competitividad externa). Esa apreciación también podría tener un efecto negativo en el crecimiento de la economía y el empleo y reducir la recaudación de impuestos en términos reales.

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.

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 26,471 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.

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 Argentina ha intervenido directamente en la economía, a través de la implementación de medidas de expropiación, controles cambiarios y nacionalización, control de precios y control de cambios, entre otras.

En 2008, el Gobierno argentino 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, las difíciles condiciones de la economía internacional, así como la tensión adicional impuesta por la pandemia de COVID-19. 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.

Adicionalmente, controles cambiarios han sido implementados anteriormente y han sido reinstalados en Argentina.

Además, el Gobierno argentino ha promulgado leyes y reglamentos que obligan a las empresas del sector privado a mantener determinados niveles salariales y a proporcionar a sus empleados beneficios adicionales. El 13 de diciembre de 2019, administración actual declaró una emergencia laboral por un período de 180 días. En este contexto, el Gobierno argentino duplicó las indemnizaciones legales por despido, indemnizaciones a pagar a los empleados contratados antes del 13 de diciembre de 2019 y despedidos entre el 13 de diciembre de 2019 y el 13 de junio de 2020. La prohibición de despido se prorrogó en virtud del Decreto núm. 528/20 y del Decreto núm. 961/20. El Decreto núm. 39/21, actualmente vigente hasta el 27 de abril de 2021, prorrogó la prohibición de los despidos sin justa causa o basados en de fuerza mayor, así como las prohibiciones de las suspensiones por razones económicas, salvo las suspensiones efectuadas en el marco de los contratos de trabajo. para las suspensiones efectuadas en los términos del artículo 223 bis de la Ley de Contrato de Trabajo (acuerdos entre empleadores y

empleados y los trabajadores aprobados posteriormente por la Secretaría de Trabajo Argentina, celebrados individual o colectivamente con el fin de suspender el empleo por falta o reducción de trabajo sin culpa del empleador), que no se ven afectados por la prohibición.

No obstante, en virtud de lo dispuesto en el artículo 5 de los Decretos No° 624/20, 761/20 y 891/20, los contratos celebrados con posterioridad a la entrada en vigor del Decreto No° 34/19, no se ven afectados por las citadas disposiciones.

El 20 de diciembre de 2019, el Congreso argentino promulgó la Ley de Solidaridad, declarando la emergencia pública en los frentes económico, financiero, fiscal, administrativo, social y energético, entre otros, delegando en el Poder Ejecutivo de Argentina, la facultad de asegurar la sostenibilidad del endeudamiento público, regular la restricción de la tarifa energética a través de una revisión integral del régimen tarifario vigente y la intervención de los entes fiscalizadores, entre otros.

La Ley de Solidaridad establece la reestructuración del sistema de tarifas de energía y congela las tarifas de gas natural y electricidad. Además, la Ley de Solidaridad faculta al Poder Ejecutivo argentino para intervenir al ENARGAS y al ENRE.

El 17 de marzo de 2020 se publicó en el Boletín Oficial el Decreto N° 278/2020 que dispone la intervención del Estado en el ENARGAS hasta el 31 de diciembre de 2020, la cual fue prorrogada por el Decreto N° 1.020/2020 hasta el 31 de diciembre de 2021, o hasta que finalice la renegociación de la revisión tarifaria dispuesta por el decreto se complete, lo que ocurra primero.

No podemos prever el impacto que podría tener la Ley de Solidaridad, ni las medidas que podría adoptar la actual administración respecto del economía para cumplir con sus obligaciones financieras, lo que podría afectar negativamente a nuestro negocio, condición financiera y resultados de operación.

En el futuro, el Gobierno argentino podría imponer nuevos controles de cambio y 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.

Los inversionistas de los mercados emergentes, donde se encuentran nuestras operaciones, están sujetos a mayores riesgos que los inversionistas de los mercados más desarrollados, incluyendo por ejemplo, importantes riesgos políticos, legales y económicos, así como riesgos relacionados con las fluctuaciones de la economía mundial.

Nuestras operaciones están situadas en mercados emergentes, como Argentina y México. Nuestras operaciones en dichos mercados están sujetas a una serie de riesgos mayores y costos potenciales, como márgenes de beneficio más bajos, menor protección normativa e incertidumbre económica, política y social. Por ejemplo, muchos mercados emergentes tienen monedas que fluctúan sustancialmente. Si las monedas se devalúan y no podemos compensarlas con aumentos de precios, nuestros productos pueden ser menos rentables. La inflación en los mercados emergentes también puede hacer que nuestros productos sean menos rentables y aumentar nuestra exposición a los riesgos de crédito. En el pasado hemos experimentado fluctuaciones monetarias, condiciones sociales y políticas inestables, inflación y condiciones económicas volátiles en los mercados emergentes, que han afectado a nuestra rentabilidad, y que pueden volver a impactarnos en el futuro. Las economías de los mercados emergentes también son vulnerables a las caídas del mercado y a las desaceleraciones económicas en otras partes del mundo. Como ha sucedido en el pasado, los problemas financieros o un aumento de los riesgos percibidos asociados a la inversión en las economías emergentes podrían frenar la inversión extranjera en estos mercados y afectar negativamente a sus economías. Aunque las condiciones económicas son diferentes en cada país, la reacción de los inversionistas a la evolución de un país puede hacer fluctuar los mercados de capitales de otros países. Los acontecimientos o las condiciones

económicas adversas en otros mercados emergentes han provocado a veces importantes salidas de fondos y disminuciones en la cantidad de divisas invertidas en Argentina y México. Además, las crisis económicas y políticas en América Latina u otros mercados emergentes pueden afectar significativamente a la percepción del riesgo inherente a la inversión en la región. Los inversionistas deben apreciar plenamente la importancia de los riesgos que conlleva la inversión en una empresa de mercados emergentes y se les insta a consultar con sus propios asesores jurídicos, financieros y fiscales.

Además, la SEC, el Departamento de Justicia o el DOJ, y otras autoridades suelen tener grandes dificultades para emprender y ejecutar acciones contra empresas y personas no estadounidenses, incluidos los directores y funcionarios de las empresas, en determinados mercados emergentes, como Argentina y México. Además, nuestros accionistas públicos pueden tener derechos limitados y pocos recursos prácticos en los mercados emergentes donde operamos, ya que las reclamaciones de los accionistas que son comunes en Estados Unidos, incluidas las acciones colectivas basadas en la ley de valores y las reclamaciones por fraude, suelen ser difíciles o imposibles de llevar a cabo en muchos mercados emergentes. Como resultado de lo anterior, nuestros accionistas públicos pueden tener más dificultades para proteger sus intereses frente a acciones tomadas por nuestra dirección, los miembros de nuestro consejo de administración o nuestros accionistas mayoritarios, de lo que lo harían como accionistas públicos de una empresa constituida en Estados Unidos.

Dado que operamos en mercados emergentes como Argentina y México, podemos estar expuestos a uno o a una combinación de estos riesgos, y nuestro negocio, perspectivas, situación financiera y resultados de las operaciones podrían verse negativamente afectados.

Las concesiones de explotación de petróleo y gas, los permisos de exploración y los contratos de producción y exploración en Argentina y México están sujetos a ciertas condiciones y pueden ser revocados o no renovados.

Argentina

La Ley No.17,319 (según la misma sea reformada de tiempo en tiempo, la "Ley de Hidrocarburos") es el principal marco regulatorio de la industria de los hidrocarburos, ya que creó un sistema de permisos de exploración y concesiones de producción otorgados por el Estado (federal o local, según la ubicación de los recursos), mediante el cual las empresas tienen derechos exclusivos de exploración, desarrollo, explotación y titularidad de la producción en la boca del pozo, a cambio del pago de una regalía y la adhesión al régimen tributario general. La Ley de Hidrocarburos también ofrece a las empresas petroleras estatales (ya sean federales o locales) la posibilidad de otorgar derechos mediante acuerdos de reparto de la producción.

La Ley de Hidrocarburos, según la misma fue modificada, prevé que las concesiones de petróleo y gas se mantendrán vigentes durante 25 años, 35 años para las concesiones no convencionales y 30 años para las concesiones *offshore*, en cada caso, a partir de la fecha de su adjudicación y sin perjuicio de prórrogas por períodos de hasta 10 años cada una. La autoridad para prorrogar los términos de los permisos, concesiones y contratos actuales y nuevos se ha conferido a los gobiernos de las provincias en las que se encuentra la zona en cuestión (y el gobierno federal en el caso de las zonas de alta mar más allá de las 12 millas náuticas). Para poder optar a la prórroga de una concesión, en virtud de las modificaciones de la Ley 27.007, los concesionarios deben (i) haber cumplido con sus obligaciones, (ii) estar produciendo hidrocarburos en la concesión considerada y (iii) presentar un plan de inversiones para el desarrollo de dichas áreas solicitadas por las autoridades competentes hasta un año antes de la finalización de cada plazo de la concesión.

Además, los titulares de concesiones que soliciten prórrogas (en virtud de la Ley No. 27,007) podrán ser obligados a pagar regalías adicionales que oscilarán entre el 3% y hasta un máximo del 18%. En virtud de la Ley de Hidrocarburos, el incumplimiento de las normas y obligaciones mencionadas puede dar lugar a la imposición de multas, y las violaciones materiales que permanezcan sin subsanar al expirar el período de cura pertinente pueden dar lugar a la revocación de la concesión o el permiso.

No se puede asegurar que las autoridades competentes vayan a renovar nuestras concesiones en el futuro sobre la base conforme a los planes de inversión presentados a tal efecto, ni que dichas autoridades no impongan requisitos adicionales para la renovación de tales concesiones o permisos. Además, tres de nuestras concesiones conforme a la Ley No° 27,007 se otorgaron por un periodo de 35 años y con regalías del 12%, es decir, por periodos más largos que los convencionales. No podemos asegurar que cualquier legislación futura que el Gobierno argentino pueda llegar a promulgar no afecte a dichas concesiones.

Los permisos de exploración y las concesiones de explotación constituyen un derecho adquirido que no puede ser rescindido sin indemnización legal. No obstante, las autoridades provinciales competentes tienen derecho a revocar estas licencias en caso de incumplimiento de las condiciones del permiso o la concesión por parte del titular (artículo 80 de la Ley No° 17.319). Los licenciatarios también pueden renunciar parcial o totalmente, en cualquier momento, al acreage de un permiso o concesión. Si se renuncia a un permiso de exploración, el licenciatario estará obligado a pagar las cantidades de inversión comprometidas y no cumplidas (artículos 20 y 81 de la Ley No° 17.319).

La Ley 26.197 transfirió el dominio eminente sobre los yacimientos de hidrocarburos del Gobierno argentino a las provincias. Los permisos de exploración y las concesiones de explotación existentes al momento de la sanción de la Ley 26.197 han sido transferidos a los gobiernos provinciales correspondientes hasta su vencimiento. Por otro lado, las concesiones de transporte entre las provincias siguen estando sujetas a la jurisdicción federal. Los derechos petroleros son independientes de los derechos de superficie. La producción de petróleo pertenece al licenciatario (el titular de un permiso de exploración o de una concesión de explotación) en el momento de su extracción.

Las expropiaciones en Argentina están reguladas por la Ley Federal de Expropiaciones, No° 21.499, que no incluye disposiciones específicas para las licencias de petróleo y gas. Por el contrario, la Ley No° 21.499 se aplicó en la ejecución de la expropiación de la participación mayoritaria de Repsol en YPF en marzo de 2012, que se resolvió finalmente en mayo de 2014 mediante un acuerdo suscrito entre el Gobierno argentino y Repsol que fue posteriormente ratificado por la Ley No° 26.932 aprobada por el Congreso argentino.

No se puede asegurar que nuestras concesiones de explotación sean renovadas en el futuro por las autoridades provinciales sobre la base de los planes de inversión presentados a tal efecto, o que dicha autoridad no impondrá requisitos adicionales para la renovación de dichas concesiones.

México

Nuestros contratos de licencia de E&P tienen una validez de 30 años y pueden renovarse por un máximo de dos periodos adicionales de hasta 5 años cada uno, con sujeción a los términos y condiciones establecidos en los respectivos contratos. La facultad y la autoridad para prorrogar la duración de los contratos existentes y futuros recae en la CNH. En virtud de los contratos existentes, para que un contrato de licencia de E&P pueda ser objeto de una prórroga, el promotor debe (i) cumplir las condiciones de dichos contratos, (ii) presentar una propuesta de modificación del plan de desarrollo y (iii) comprometerse a mantener una "producción regular sostenida" a lo largo de cada prórroga.

No se puede garantizar que nuestros contratos sean renovados en el futuro por la CNH conforme a los planes de inversión presentados a tal efecto, que dicha autoridad no imponga requisitos adicionales para la renovación de dichos contratos, o que sigamos manteniendo una buena relación comercial con las nuevas y futuras administraciones.

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 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”* de este reporte anual.

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 *“Apéndice 3 – Información clave 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 disputa comercial entre Estados Unidos y China, entre otros factores, tuvo un impacto material en la economía argentina. Esto se agravó aún más por el impacto de la pandemia de COVID-19 en la economía. El gobierno argentino proporcionó estímulos fiscales en forma de subsidios directos a unos 10 millones de ciudadanos para reducir el impacto del declive económico y el desempleo, agravado por los desequilibrios presupuestarios. Al 31 de diciembre de 2020, el tipo de cambio Peso Argentino/Dólar se ubicó en AR\$84.15 por 1 Dólar, lo que representa una depreciación de 40.5% respecto al valor registrado al 31 de diciembre de 2019, de acuerdo con el tipo de cambio para la compra del Dólar publicado por el BCRA.

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. 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. Sin embargo, el efecto que este acuerdo podría tener en la economía argentina y en las políticas aplicadas por el Gobierno argentino es incierto. En cuanto a otras negociaciones de acuerdos de libre comercio, la actual administración anunció el 24 de abril 2020 que dejaría de participar en las negociaciones de los acuerdos comerciales del MERCOSUR con países como Corea del Sur, Singapur, Líbano, Canadá e India, excluyendo los ya celebrados con la UE.

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. Con el fin de reducir las importaciones de gas natural y la utilización de las reservas de divisas del BCRA para el pago de las mismas, el Congreso Argentino sancionó la Ley No° 27.007, que amplió el número de participantes que pueden acogerse al Régimen Promocional de Inversiones de la Ley de Hidrocarburos. Asimismo, mediante el Decreto No° 892/2020, de fecha 13 de noviembre de 2020, el gobierno argentino implementó el Plan de Promoción de la Producción de Gas Natural Argentino - Esquema de Oferta y Demanda 2020-2024. En caso de que estas medidas no tengan el efecto buscado por el gobierno argentino, éste podría verse obligado a seguir importando gas natural, lo que, como se ha mencionado anteriormente, podría tener un impacto negativo en las reservas de divisas del BCRA. 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, el Gobierno argentino 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 reporte anual, 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, la cual fue vetada posteriormente por el Poder Ejecutivo Argentino. 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, la anterior Secretaría de Energía instruyó a la anterior Secretaría de Energía para que realizara las medidas necesarias para que CAMMESA implementara los mecanismos pertinentes para asegurar la disponibilidad de gas para la generación de electricidad en el Sistema de Interconexión Argentino ("SIA"), de acuerdo con los precios máximos de referencia aprobados por dicha Resolución. Dichos precios de referencia, fijados en el punto de ingreso al sistema de transporte, i) variaban según la cuenca en la que se producía el gas, y ii) de conformidad con

la Resolución No. 25/2018, no eran aplicables si el vendedor era Integración Energética Argentina ("IEASA", antes denominada ENARSA).

La emisión de la Resolución No° 46/2018 (modificada por la Resolución No° 25/2018), significó una reducción de los precios previamente establecidos por la Secretaría de Energía Argentina mediante la Resolución No° 41/2016 del 7 de abril de 2016.

Además, la Ley de Solidaridad facultó al Poder Ejecutivo argentino a "mantener" las tarifas de gas natural bajo jurisdicción federal, renegociar la revisión tarifaria integral o iniciar una revisión extraordinaria de acuerdo con las leyes 24.065 y 24.076 por un plazo máximo de 180 días desde la sanción de la ley, ofreciendo una reducción de la carga tarifaria real de los consumidores domésticos, comerciales e industriales para el año 2020. El 19 de junio, 2020, el Decreto No° 543/2020 prorrogó el plazo establecido en el artículo 5 de la Ley de Solidaridad Social hasta fines de 2020. El 17 de diciembre de 2020, el Decreto No° 1.020 / 2020 prorrogó el congelamiento de las tarifas de electricidad y gas natural por un período de 90 días o hasta que entren en vigor los nuevos cuadros tarifarios transitorios acordados en los convenios transitorios.

También la Ley de Solidaridad faculta al Poder Ejecutivo argentino a intervenir en la gestión del ENARGAS (Ente Nacional Regulador del Gas) y el ENRE. El 17 de marzo de 2020 se publicó en el Boletín Oficial el Decreto No° 278/2020, que dispone la intervención del Estado en el ENARGAS hasta el 31 de diciembre de 2020, la cual fue prorrogada por el Decreto No° 1.020/2020 hasta lo que ocurra primero: (i) el 31 de diciembre de 2021, o (ii) hasta que finalice la renegociación de la revisión tarifaria dispuesta por el decreto se complete.

En diciembre de 2020, el gobierno argentino decretó el inicio de una revisión tarifaria integral para servicios prestados por los proveedores de transporte público y de servicios de distribución de energía eléctrica y gas natural bajo jurisdicción federal. Se espera que la renegociación de las tarifas actuales se complete en un plazo de dos años, y será conducida por el ENRE y el ENARGAS respectivamente, habilitando mecanismos de participación ciudadana. Las tarifas actuales fueron prorrogadas por 90 días corridos más o hasta que entren en vigencia los nuevos cuadros tarifarios transitorios, que el ENRE y el ENARGAS están facultados a acordar hasta que alcancen un acuerdo de renegociación definitivo con las licenciatarias. Además, la intervención del ENRE y del ENARGAS se extiende hasta el 31 de diciembre de 2021 o la finalización de la renegociación tarifaria, lo que ocurra primero.

El 22 de febrero de 2021, el ENARGAS emitió la Resolución N° 47/2021, fijando una audiencia pública con el objeto de tratar el "Régimen de Transición Tarifaria", de conformidad con el Decreto N° 1020/2020. La audiencia pública (No.101) se celebró el 16 de marzo de 2021.

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 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 elecciones federales y provinciales en Argentina pueden generar incertidumbre en la economía argentina y, en consecuencia, en nuestros negocios.

Las elecciones presidenciales argentinas se llevaron a cabo entre agosto y octubre de 2019 (primarias y primera vuelta, respectivamente), con Alberto Fernández de la coalición Frente de Todos siendo electo con un 48.24% de los votos. La administración de Fernández tuvo lugar el 10 de diciembre de 2019. Las próximas elecciones en todo el país están previstas para el 24 de octubre de 2021. Se celebrarán elecciones para votar un tercio de los miembros del Senado argentino y la mitad de los miembros de la Cámara de Diputados argentina. Junto con las elecciones nacionales, en varias provincias, durante 2019 se llevaron a cabo elecciones locales. Cambios en las administraciones locales y federales pueden implicar también alteraciones en los programas y políticas vigentes en el sector del petróleo y el gas. 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 cualquier administración federal futura, o por cualquier futura administración a nivel 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 no afectarán nuestros negocios, nuestra condición financiera o los resultados de nuestras operaciones, ni harán que el valor de mercado de nuestras acciones o ADSs 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. En el Índice Internacional de Percepción de la Corrupción y transparencia de 2020, Argentina se colocó en el lugar 78 de 180 países, cayendo respecto del estudio del año 2019. En el informe *Doing Business 2020* del Banco Mundial, Argentina se posicionó en el lugar 126 de 190 países, manteniendo su posición del 2019.

A la fecha de este reporte anual, existen varias investigaciones en curso sobre acusaciones de lavado de dinero y corrupción, que han tenido un impacto negativo en la economía y el entorno político argentino. Dependiendo del tiempo que tardan 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. El resultado potencial de la investigación de Los Cuadernos de las Coimas, así como de otras investigaciones en curso relacionadas con la corrupción, es incierto, pero ya han tenido un impacto adverso en la imagen y la reputación de las empresas que han sido implicado, así como en la percepción general del mercado de la economía, el entorno político y los mercados de capital en Argentina. No tenemos control sobre y no podemos predecir si tales investigaciones o acusaciones conducirán a una mayor inestabilidad política y económica. Además, no podemos predecir el resultado de ninguna de esas acusaciones ni su efecto en la economía argentina, ni podemos predecir el 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 Estado argentino es propietario de las reservas de hidrocarburos situadas en el subsuelo de Argentina

El artículo 1 de la Ley de Hidrocarburos No° 17.319 establece que los yacimientos de hidrocarburos líquidos y gaseosos ubicados en el territorio de Argentina y en su plataforma continental pertenecen al patrimonio inalienable e imprescriptible del Estado argentino. Sin embargo, la exploración y producción de petróleo y gas natural se realiza a través de permisos de exploración y concesiones de explotación otorgados a empresas públicas y privadas. El acceso a las reservas de petróleo y gas natural es esencial para la producción sostenida y la generación de ingresos de una empresa petrolera y de gas, y nuestra capacidad de generar ingresos se vería materialmente afectada si el gobierno argentino restringiera o

impidiera la exploración o extracción de cualquiera de las reservas de petróleo y gas natural que nos ha asignado o si no pudiéramos competir eficazmente con otras empresas petroleras y de gas en futuras rondas de licitación de derechos adicionales de exploración y producción en Argentina.

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.

La actividad delictiva en México 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 las concesiones en las 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. Las elecciones presidenciales mexicanas de 2018 dieron lugar a un cambio de administración que entró en funciones el 1 de diciembre de 2018. La nueva administración federal mexicana fue elegida por una mayoría significativa del electorado y la coalición Juntos Haremos Historia obtuvo el control de ambas cámaras del Congreso Federal, lo que ha otorgado a Morena (el partido de Andrés Manuel López Obrador) un poder considerable para promulgar, modificar o derogar leyes, incluyendo reformas constitucionales. Los miembros del nuevo gobierno, incluido el presidente Andrés Manuel López Obrador, han expresado, entre otras cosas, su deseo de modificar y/o poner fin a ciertas reformas estructurales. Ya se han promulgado y/o aplicado algunos cambios pertinentes en las políticas

públicas y la legislación patrocinados por la nueva administración y otros están en curso. No puede haber ninguna seguridad en las predicciones sobre la forma en que se llevará a cabo la nueva administración y cualquier medida que ésta adopte podría tener resultados inciertos e impactos negativos. Además, otros acontecimientos y cambios, y cualquier inestabilidad política y económica que pueda surgir en México, podrían tener un efecto material adverso en la economía del país. No podemos predecir de forma adecuada el impacto que podría tener. 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. No existe ninguna garantía de que el entorno político mexicano continúe su relativa estabilidad en el futuro.

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 reporte anual, Estados Unidos, México y Canadá han completado sus procesos nacionales entorno a la ratificación e implementación del T-MEC, por lo que dicho T-MEC ha entrado en vigor a partir del 1 de julio de 2020. 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 pudieran 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.

Además, la elección del presidente Joseph R. Biden y el reciente cambio en la administración estadounidense puede tener un impacto en la economía mundial y en México. Las políticas del gobierno de Estados Unidos hacia México han creado, en ocasiones, inestabilidad e incertidumbre y pueden afectar adversamente la economía mexicana. Por ejemplo, en 2019, el expresidente Donald Trump instauró aranceles a las importaciones y aplicó medidas destinadas a controlar la inmigración ilegal desde México, cada una de las cuales ha creado fricciones entre los gobiernos de Estados Unidos y México y pueden reducir la actividad económica entre estos países. El 20 de enero de 2021, Joseph R. Biden se convirtió en el 46º Presidente de los Estados Unidos, y su administración podría aprobar leyes que podrían afectar a México. Si bien los gobiernos de México y Estados Unidos han podido llegar a un entendimiento en el pasado, no podemos asegurar que dicho entendimiento se mantendrá o que el gobierno de Estados Unidos no impondrá políticas a México en el futuro y que no nos veremos afectados negativamente por dichas políticas en el futuro.

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 reporte

anual, no se ha anunciado ninguna otra licitación y ciertos funcionarios del Estado han declarado durante las conferencias de prensa que las licitaciones de hidrocarburos y asociaciones (farm-outs) no forman parte actualmente de los planes del Gobierno Federal para aumentar la producción de petróleo. Estas acciones pueden afectar de manera adversa nuestra capacidad de expandir nuestras operaciones en México.

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 exploración y perforación (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. El acceso a las reservas de petróleo y gas natural, es esencial para la producción sostenida y la generación de ingresos de una empresa petrolera y de gas, y nuestra capacidad para generar ingresos se vería materialmente afectada de manera adversa si el gobierno mexicano restringiera o impidiera la exploración o extracción de cualquiera de las reservas de petróleo y gas natural que nos ha asignado o si no pudiéramos competir eficazmente con otras empresas petroleras y de gas en futuras rondas de licitación para obtener derechos adicionales de exploración y producción en México. Para mayor información, véase la sección "*PANORAMA DE LA INDUSTRIA Y REGULATORIO - panorama de la industria del petróleo y gas en México*" de este reporte anual.

La salida del Reino Unido 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”). El Reino Unido salió de la Unión Europea el 31 de enero de 2020, incluyendo un período de transición que terminó el 31 de diciembre de 2020. Si bien las normas que rigen la nueva relación entre Reino Unido y la Unión Europea entraron en vigor el 1 de enero de 2021, el resultado de dicha salida y de la relación entre el Reino Unido y la Unión Europea es incierta 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. Dentro de los riesgos relacionados con la ejecución del Brexit, podemos incluir:

- 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 tendrá la renuncia del Reino Unido de la Unión Europea y cómo nos afectará 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.

El coronavirus y las medidas tomadas o por implementarse por parte de los gobiernos argentino y mexicano en respuesta al coronavirus han tenido y podrían seguir teniendo un efecto adverso significativo en nuestras operaciones comerciales.

A finales de diciembre de 2019 se notificó a la Organización Mundial de la Salud respecto de un caso de neumonía originada en Wuhan, provincia de Hubei (causado por el nuevo coronavirus, COVID-19), con casos pronto confirmados en múltiples provincias de China, así como en otros países. Los gobiernos de Argentina y México y otros gobiernos a nivel mundial han adoptado medidas, incluyendo la cuarentena, monitoreo en aeropuertos y otros centros de transporte, restricciones de viaje, suspensión de visas, encierros a nivel nacional, cierre de instituciones públicas y privadas, suspensión de eventos deportivos, restricciones de sitios culturales y atracciones turísticas así como la extensión de vacaciones, entre otras. Sin embargo, el virus sigue propagándose a nivel mundial y, hasta la fecha del presente reporte anual, ha afectado a la mayoría de los países de todo el mundo, incluidos Argentina y México. Hasta la fecha, el brote del nuevo coronavirus ha causado importantes alteraciones sociales y de mercado, incluso en el mercado de petróleo y gas. Los efectos a largo plazo de las epidemias y otras crisis de salud pública, como el actual coronavirus, son difíciles de evaluar o predecir y pueden incluir riesgos para la salud y la seguridad de los empleados y la reducción de las ventas en las zonas geográficas afectadas. Cualquier medida restrictiva prolongada que se aplique para controlar un brote de enfermedad contagiosa u otra evolución adversa de la salud pública en cualquiera de nuestros mercados objetivo puede tener un efecto material y adverso en nuestras operaciones comerciales. Además, una desaceleración económica real o posible puede afectar negativamente a la demanda y los precios de nuestros productos de petróleo y gas. También podemos vernos afectados por la necesidad de implementar políticas que limiten la eficiencia y eficacia de nuestro campo de operaciones, incluyendo la suspensión de nuestras operaciones en las concesiones en las que operamos o políticas de trabajo desde casa para el personal que no participe en operaciones directas sobre el terreno. No está claro si estos desafíos e incertidumbres serán contenidos o resueltos, y qué efectos pueden tener en las condiciones políticas y económicas mundiales a largo plazo.

El 19 de marzo de 2020, el presidente Alberto Fernández emitió el Decreto No° 297/2020, que establece un periodo de aislamiento social preventivo y obligatorio, o cuarentena, como medida de salud pública destinada a hacer frente a los efectos de la pandemia de COVID-19. El mencionado decreto impuso un aislamiento obligatorio en todo el país, inicialmente hasta el 31 de marzo de 2020, por el que sólo se permiten actividades excepcionales y esenciales y los viajes internos; el despliegue de fuerzas de seguridad para asegurar el cumplimiento del aislamiento. El aislamiento obligatorio ordenado por el Decreto No° 297/2020, fue efectivo entre el 20 y el 31 de marzo de 2020, mismo que posteriormente fue prorrogado en varias ocasiones hasta el 9 de noviembre de 2020, fecha en la que entró en vigor la medida de "alejamiento social, preventivo y obligatorio" en la mayor parte del país, aunque ciertos aglomerados urbanos, departamentos y partidos de algunas provincias se mantuvieron bajo el aislamiento social preventivo y obligatorio, en ambos casos hasta el 29 de noviembre de 2020. El distanciamiento social vino acompañado por una serie de flexibilizaciones a las limitaciones originalmente impuestas, como la circulación sin necesidad de certificado habilitante entre las zonas sometidas al alejamiento social, preventivo y obligatorio, la realización de actividades económicas, industriales, comerciales o de servicios, que cuenten con un protocolo de funcionamiento aprobado por las autoridades sanitarias, y las actividades artísticas y deportivas en determinadas circunstancias. A la fecha de este reporte anual, diferentes regiones de Argentina han alternado entre los períodos de cuarentena y distanciamiento social dependiendo de la situación epidemiológica de cada zona. Además, como consecuencia del empeoramiento de la situación epidemiológica en Argentina, así como del gran aumento del número de casos diarios de COVID-19, el Poder Ejecutivo de Argentina sigue endureciendo las medidas para hacer frente al aumento de los casos de coronavirus. A partir de la fecha de este reporte anual, el gobierno argentino ha restablecido ciertas restricciones debido a un nuevo brote de COVID-19.

Ante estas medidas, durante 2020, la mayoría de las empresas argentinas se vieron obligadas a suspender sus operaciones comerciales durante este período, lo que empeoró su situación financiera en

el corto y mediano plazo, no sólo por la caída de sus ingresos, sino también por el aumento del riesgo de que sus propios deudores incumplan las obligaciones de pago asumidas.

Simultáneamente, el gobierno argentino anunció y aplicó varias medidas de estímulo para limitar los efectos de la pandemia de COVID-19 en la economía, entre las que se incluyen, de manera enunciativa, las siguientes:

- un pago único de AR\$3,100 en efectivo a los beneficiarios de la asignación universal por hijos;
- un pago único de AR\$3,000 en efectivo a los jubilados que reciben prestaciones mínimas (actualmente AR\$15,892) y a los que reciben más del mínimo pero menos de AR\$18,892 pesos argentinos, lo que abarca aproximadamente 4.6 millones de jubilados;
- un pago único de AR\$3,000 en efectivo a los beneficiarios de los planes sociales, destinado a aproximadamente 556,000 personas;
- un pago único en efectivo de AR\$10,000 que se otorgó a aproximadamente 8,857,063 personas desempleadas y personas empleadas de manera informal, entre otras personas socialmente vulnerables;
- la creación de un seguro de desempleo compuesto por pagos mensuales que oscila entre los AR\$6,000 y los AR\$10,000 que se concederá a los desempleados;
- un programa de gastos de capital en infraestructura, educación y turismo por un monto aproximado de AR\$100,000 millones;
- una exención a las empresas de industrias vulnerables de los pagos relativos a las contribuciones de los empleadores a la pensión, un aumento del seguro de desempleo y el pago por el Gobierno federal de una parte de los salarios de las empresas afectadas con una nómina de menos de 100 empleados; y
- préstamos subvencionados a las pequeñas y medianas empresas (PYMES) a través del sistema financiero de aproximadamente AR\$30 mil millones para capital de trabajo;
- préstamos subsidiados a las empresas afectadas por la pandemia de COVID-19 y las medidas adoptadas por el gobierno argentino para hacer frente a la pandemia.

Otras medidas adoptadas por el gobierno argentino para mitigar los efectos de la pandemia de COVID-19 en la economía pero que no se limitan a lo siguiente son:

- la prohibición de la desconexión de los servicios de energía eléctrica, gas natural, agua corriente, telefonía fija, telefonía móvil, Internet y televisión por cable por falta de pago de menos de tres facturas a partir del 1º de marzo de 2020 y por hasta el 31 de diciembre de 2020, que se aplica a determinados usuarios vulnerables;
- la suspensión de ciertas sanciones e inhabilitaciones aplicables a las cuentas corrientes con fondos insuficientes hasta el 31 de diciembre de 2020, y la autorización para que los bancos concedan préstamos a las empresas con deudas pendientes con la ANSES y la Administración Federal de Ingresos Públicos ("AFIP");
- el precio se congela a partir del 6 de marzo de 2020, para ciertos bienes esenciales como la comida, el cuidado personal, medicamentos y productos médicos hasta el 15 de mayo de 2021;
- la imposición de precios máximos a los bienes y servicios adquiridos por el gobierno federal para hacer frente a la emergencia;

- la suspensión de los aumentos de alquiler, la prórroga de las fechas de vencimiento de los contratos de arrendamiento y la suspensión de los desalojos por falta de pago de los arrendamientos hasta el 30 de septiembre de 2020;
- la congelación de los pagos de las hipotecas y de ciertos préstamos indexados a los rayos ultravioleta (unidad de valor de compra);
- la adopción de un programa para aumentar la productividad (Programa de Recuperación Productiva, o "REPRO") mediante el cual el gobierno federal financia una parte de los salarios mensuales de los empleados del sector privado que trabajan para empresas afectadas por la pandemia y cuyos ingresos han disminuido;
- la obligación por parte de los empresarios de pagar una doble indemnización por despido sin causa justificada. El 22 de enero de 2021, el gobierno argentino prorrogó la emergencia pública en materia laboral hasta el 31 de diciembre de 2021, por lo que se prohíbe el despido de trabajadores sin causa justificada, así como despidos y suspensiones por falta o reducción de actividad y fuerza mayor, e imponiendo doble indemnización por despido laboral injustificado (por un monto máximo de AR\$500,000) hasta dicha fecha;
- la reducción de las pensiones y de los impuestos a los proveedores de servicios de salud con el fin de fortalecer la salud y asegurar la asistencia médica;
- el acortamiento del plazo aplicable a los reembolsos de exportación para las empresas del sector industrial;
- la exigencia de que las exportaciones de insumos y equipo médico necesarios para superar la pandemia obtengan una autorización gubernamental previa;
- pago único de AR\$5,000 a los empleados del sector público en las áreas de salud, seguridad y defensa nacional;
- eliminación de los impuestos de importación aplicables a ciertos bienes esenciales como el alcohol, los artículos de laboratorio o farmacéuticos, los guantes médicos, los desinfectantes y otros equipos e insumos relacionados con la salud;
- suspensión hasta el 31 de mayo de 2021 de los embargos fiscales por parte de la AFIP para las PYMES;
- asistencia del gobierno nacional a las provincias por un monto total de AR\$120,000 millones.
- la adopción de un régimen de regularización de deudas que permitirá a los autónomos monotributistas y empresas acceder a un plan de pago de las deudas tributarias y de seguridad social acumuladas hasta el 31 de julio de 2020, y al mismo tiempo se contemplaron recompensas para los contribuyentes que cumplan con la ley.

Por otro lado, en el marco de la crisis provocada por la pandemia del COVID-19, se presentaron varios proyectos de ley presentados para modificar la Ley 24.522 (modificada y complementada, la "Ley de Concursos y Quiebras") con el fin de mitigar la disminución de los ingresos de las empresas, su vulnerabilidad patrimonial, el incumplimiento de contratos y posibles acciones especulativas y el impacto que la pandemia de COVID-19 tuvo en la solvencia de las empresas. A la fecha de este reporte anual, se ha presentado un proyecto de ley en el Congreso argentino que pretende suspender hasta el 30 de junio de 2021 los plazos procesales en todos los procedimientos regidos por la Ley de Concursos y Quiebras de Argentina, y en el caso de nuevos juicios iniciados a partir de la vigencia de la ley, el plazo será de 180 días y el juez podrá, previa petición del deudor, aplicar las condiciones establecidas por dicha ley.

De acuerdo con las recomendaciones que la Organización Mundial de la Salud instó a todos los países afectados por la pandemia de COVID-19, el gobierno mexicano a través del Consejo de Salubridad

General y mediante los acuerdos de fecha 24 y 30 de marzo de 2020, declaró (entre otras cosas) la epidemia de la enfermedad generada por el COVID-19 una "emergencia sanitaria por razones de fuerza mayor". En respuesta a lo anterior, la Secretaría de Salud emitió un acuerdo que establece como parte de las medidas para mitigar la propagación y transmisión del virus, la suspensión inmediata de las actividades no esenciales en los sectores público, privado y social del 30 de marzo al 30 de abril de 2020. Este acuerdo, entre otras cosas:

- proporciona una lista de actividades esenciales que pueden seguir operando, entre ellas el gas como sector fundamental de la economía y como servicio esencial, y el petróleo como servicio esencial, que incluye toda actividad necesaria para la conservación, el mantenimiento y la reparación de la infraestructura crítica que asegura su producción y distribución. También considera la distribución y venta de energía como una actividad esencial.
- obliga a todas las empresas dedicadas a actividades esenciales a seguir las medidas sanitarias dictadas por la de la Secretaría de Salud, incluyendo las siguientes: no deberán permitirse reuniones de más de 50 personas; se requiere lavarse las manos con frecuencia; se estornudará cubriendo tanto la nariz como la boca con un pañuelo o antebrazo; no contacto físico en saludos; y los siguientes individuos se quedarán en casa: todas las personas mayores de 60 años, en estado de embarazo, con un diagnóstico de hipertensión arterial, diabetes mellitus, problemas cardíacos o enfermedades pulmonares crónicas, inmunosupresión (adquirida o provocada), y fallas de hígado o riñón.

Las autoridades del sector financiero y energético, junto con otras secretarías y los poderes legislativo y judicial, también han promulgado decretos de suspensión de sus propios plazos legales, considerando como días inhábiles todos los necesarios para combatir la epidemia, tanto en lo que respecta a los procedimientos iniciados por particulares como a los realizados por dichas autoridades. Se espera que estos decretos pospongan su plazo de aplicación en concordancia con los de las autoridades sanitarias.

De manera similar, el Gobierno de la Ciudad de México y los gobiernos de los estados de la República Mexicana han emitido decretos similares que ordenan la suspensión de ciertas actividades consideradas no esenciales durante la emergencia sanitaria. A medida que la emergencia sanitaria siga avanzando, las autoridades gubernamentales federales, estatales y municipales de México continuarán emitiendo decretos, órdenes y disposiciones que restrinjan y limiten las actividades que las empresas, negocios y personas puedan realizar mientras dure la emergencia sanitaria, así como algunas otras medidas financieras y económicas para hacer frente al impacto económico y financiero de este evento.

Es probable que el periodo de suspensión promulgado por las autoridades mexicanas se amplíe, de tiempo en tiempo, dadas las facultades que la Constitución otorga al Consejo de Salubridad General y a la Secretaría de Salud, y a medida que la situación de la pandemia del COVID-19 empeore y se adopten nuevas medidas. De hecho, en ciertas comunicaciones anunciadas en conferencias de prensa por la presidencia mexicana, se afirma que estas restricciones durarán varias semanas más.

No podemos predecir o estimar el impacto negativo final que la pandemia de COVID-19 tendrá en nuestros resultados de las operaciones y la situación financiera, ya que sigue siendo muy incierto y dependerá de la evolución futura de la intensidad y duración de la pandemia y de las medidas adoptadas para contener el virus o mitigar el impacto económico por parte de los gobiernos argentino o mexicano.

Riesgos relacionados con nuestras Acciones Serie A y los ADS

Las Acciones Serie A y los ADSs se negocian en más de un mercado, lo que puede dar lugar a variaciones de precio; además, es posible que los inversionistas no puedan mover fácilmente los valores para negociar entre dichos mercados.

A la fecha de este reporte anual, nuestras Acciones Serie A se encuentran listadas y cotizan en la BMV y los ADSs se encuentran listados en la NYSE. Los mercados de 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 lleva 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.

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, tales 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.

Hemos otorgado, y podemos continuar haciéndolo, incentivos en 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 de Incentivos a Largo Plazo, 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 de Incentivos a Largo Plazo. A la fecha de este reporte anual, un número equivalente a 1,035,714 Acciones Serie A han sido adquiridas y están en circulación en relación con el Plan de Incentivos a Largo Plazo. A la fecha de este reporte anual 1,062,881 acciones serie A han sido ejercidas y están en circulación en relación con el Plan de Incentivos a Largo Plazo. 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 Serie A reservadas para el Plan de Incentivos a Largo Plazo puede causar una dilución inmediata a nuestros accionistas actuales y también puede tener un efecto dilusivo en nuestras utilidades por Acción. Si las 7,687,119 Acciones Serie A actualmente reservadas para el Plan de Incentivos a Largo Plazo estuvieran en circulación, nuestro capital social emitido y en circulación aumentaría aproximadamente 9% con base en 87,878,453 Acciones Serie A en circulación a la fecha de este reporte anual.

Las ventas sustanciales de nuestras Acciones Serie A o de los ADS 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 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 nuestros 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.

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.

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 reporte anual, 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 reporte anual.

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 38% con base en 87,878,453 Acciones Serie A en circulación a la fecha de este reporte anual. 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.

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.

Si no mantenemos un sistema eficaz de control interno sobre la información financiera, es posible que no podamos informar con exactitud de nuestros resultados financieros o evitar el fraude. Como resultado, nuestros accionistas podrían perder la confianza en nuestros resultados financieros y otros informes públicos, lo que perjudicaría a nuestro negocio y al precio de cotización de nuestras acciones ordinarias.

La eficacia de los controles internos sobre la información financiera es necesaria para que podamos presentar informes financieros fiables y, junto con los controles y procedimientos de divulgación adecuados, están diseñados para prevenir el fraude. Cualquier fallo en la consecución y mantenimiento de controles internos eficaces sobre la información financiera, en la aplicación de los controles nuevos o mejorados requeridos, o las dificultades encontradas en su aplicación, podrían dar lugar a que no

cumplamos con nuestras obligaciones de información, lo que a su vez podría tener un efecto material adverso en nuestro negocio y en nuestras acciones ordinarias o ADS de informar, lo que a su vez podría tener un efecto material adverso en nuestro negocio y en nuestras acciones ordinarias o los ADS. Además, cualquier prueba que realicemos o cualquier prueba posterior realizada por nuestra empresa de contabilidad pública independiente en relación con la Sección 404 de la Ley Sarbanes-Oxley de 2002, puede revelar deficiencias en nuestros controles internos sobre la información financiera que se consideren debilidades importantes o que puedan requerir cambios prospectivos o retroactivos en nuestros estados financieros o identificar otras áreas que requieran mayor atención o mejora. Los asuntos que afectan a nuestros controles internos pueden hacer que no podamos comunicar nuestra información financiera a tiempo y, por lo tanto, someternos a consecuencias normativas adversas, incluidas las sanciones de la SEC. También podría producirse una reacción negativa en los mercados financieros podrían reaccionar negativamente debido a la pérdida de confianza de los inversores en nosotros y en la fiabilidad de nuestros estados financieros consolidados. La confianza en la fiabilidad de nuestros estados financieros consolidados también podría verse afectada si nosotros o nuestra empresa de contabilidad pública informará de una debilidad material en nuestros controles internos sobre la información financiera. Esto podría limitar nuestro acceso a los mercados de capitales y, posiblemente, perjudicar nuestros resultados de operaciones, y provocar un descenso en el precio de cotización de nuestras acciones o de los ADS.

De conformidad con la Sección 404 de la Ley Sarbanes Oxley de 2002, a partir de este reporte anual en el Formulario 20-F para el año finalizado el 31 de diciembre de 2020, estamos obligados a incluir un informe de nuestra dirección sobre nuestros controles internos de la información financiera en nuestros reportes anuales en el Formulario 20-F que contenga la evaluación de la dirección sobre la eficacia de nuestros controles internos de la información financiera. Estamos obligados a revelar los cambios realizados en nuestros controles y procedimientos internos y nuestra dirección deberá evaluar la eficacia de estos controles internos sobre la información financiera con carácter anual. No podemos asegurar que de vez en cuando no identifiquemos problemas que puedan requerir una solución. Es posible que encontremos problemas o retrasos en la aplicación de los cambios necesarios para realizar una evaluación favorable de nuestro control interno sobre la información financiera. Una evaluación independiente de la eficacia de nuestros controles internos podría detectar problemas que la evaluación de nuestra dirección podría no detectar. Las debilidades materiales no detectadas en nuestros controles internos podrían dar lugar a reexpresiones de los estados financieros y obligarnos a incurrir en gastos de reparación. En relación con el proceso de certificación por parte de nuestra empresa de contabilidad pública independiente, podemos encontrar problemas o retrasos en la aplicación de las mejoras solicitadas y en la obtención de una certificación favorable. Además, si no conseguimos mantener la adecuación de nuestro control interno sobre la información financiera, no podremos concluir de forma continuada que tenemos un control interno efectivo sobre la información financiera de acuerdo con la Sección 404, lo que puede tener un efecto adverso para 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.

Tenemos que cumplir con diversos requisitos normativos y de información, incluidos los exigidos por la SEC y por la CNBV. Cumplir con estos requisitos normativos y de presentación de informes requiere mucho tiempo, lo que resulta en un aumento de los costos para nosotros u otras consecuencias adversas. Como compañía pública, estamos 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.

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 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 Argentina si el 30% o más del valor de mercado de la entidad extranjera se deriva de activos ubicados en 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.

OTROS VALORES

Al 28 de abril de 2021, mantenemos (i) 87,878,543 Acciones Serie A en circulación; (ii) 2 Acciones Serie C en circulación, y (iii) 99,680,000 Títulos Opcionales en circulación, en cada caso, inscritos en el RNV y listados en la BMV. En términos de la LMV y la Circular Única de Emisoras, estamos obligados a presentar información anual, trimestral, eventos relevantes e información jurídica a la CNBV y la BMV en las fechas y con los contenidos previstos en dicha legislación.

Desde la fecha de la oferta inicial y a partir de la misma, hemos entregado, en forma completa y oportuna, los reportes que la legislación mexicana nos requiere sobre eventos relevantes e información periódica.

CAMBIOS SIGNIFICATIVOS A LOS DERECHOS DE VALORES INSCRITOS EN EL REGISTRO

Al día de este Reporte Anual, salvo por (i) la consumación de la venta de 5,000,000 de Acciones Serie A y 5,000,000 de Títulos Opcionales conforme a nuestro Contrato de Suscripción Futura, con Kensington Investments B.V., (ii) la oferta pública primaria subsecuente de 10,906,257 Acciones Serie A como parte de la oferta global; y (iii) el ejercicio de 1,062,881 Acciones Serie A que han sido adquiridas y están en circulación en relación con el Plan de Incentivos, no ha habido cambios en nuestros valores inscritos.

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, una subsidiaria propiedad del Abu Dhabi Investment Council, un fondo soberano 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 ordenó a Vista que transfiriera dichas Acciones Serie A y los Títulos Opcionales a Kensington.

El 26 de julio de 2019, llevamos a cabo una oferta pública primaria subsecuente de 10,906,257 Acciones Serie A, considerando la opción de sobreasignación. Dicha oferta consistió en una oferta pública subsecuente en México de 815,000 Acciones Serie A (incluyendo la opción de sobreasignación en México) concurrentemente con una oferta pública en Estados Unidos de 10,091,257 Acciones Serie A (incluyendo el ejercicio parcial de la opción de sobreasignación internacional), las cuales pueden estar representadas por ADSs. Los ADSs comenzaron a cotizar en la NYSE el 26 de julio de 2019 bajo la denominación "VIST".

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 Restringidas y Opciones 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 de este Reporte Anual, un número equivalente a 1,062,881 Acciones Serie A han sido adquiridas y están en circulación en relación con el Plan de Incentivos. 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.

INFORMACIÓN DE LA COMPAÑÍA

Historia y desarrollo de la Compañía

Vista Oil & Gas, S.A.B. de C.V. es una sociedad anónima bursátil de capital variable debidamente constituida conforme a las leyes de México. Nos constituimos en México el 22 de marzo de 2017.

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) 4166-9000. 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 reporte anual por el hecho de su mención y no se considerará parte de éste.

Eventos significativos del 2020

Pandemia de COVID-19

El año 2020 se vio profundamente afectado por la pandemia de COVID-19 y la recesión económica generada por las medidas de cierre que la acompañaron. La respuesta de Vista ha sido firme y decisiva, especialmente en lo que respecta a la salud y seguridad de nuestros empleados, así como de las comunidades donde operamos. Los empleados que no participan directamente en las operaciones de campo trabajaron desde casa desde finales de marzo hasta finales del año. El apoyo médico está disponible 24 horas al día, 7 días a la semana, totalmente comprometido a la prevención, la supervisión y la formación de COVID-19.

Para garantizar la continuidad de nuestras operaciones, aplicamos un Plan de Continuidad de Negocio (PCN) basado en mantener turnos con el mínimo personal operando como células totalmente independientes. Nuestra estrategia de células reúne a las personas en pequeños equipos que trabajan sobre el terreno con una interacción mínima o nula con otras células. Coordinamos simulacros de emergencia semanales para preparar a los empleados y contratistas para reconocer mejor los síntomas compatibles con COVID-19. Realizamos controles de entrada, pruebas de temperatura y encuestas médicas a los empleados y contratistas antes de que lleguen a su turno para descartar cualquier síntoma compatible con COVID-19. Durante el tercer trimestre de 2020, adoptamos un nuevo protocolo para reanudar las operaciones de perforación, terminación y extracción.

En respuesta a la pandemia, Vista ha hecho varias contribuciones a las comunidades donde operamos. Donamos equipos médicos críticos (cuatro respiradores y tres monitores) al sistema de salud de la provincia de Neuquén. También donamos 20 camas de cuidados intensivos y otros equipos médicos al hospital público de Catriel, y ofrecimos instalaciones de la empresa en Catriel para ser utilizadas como área de cuarentena o aislamiento. En Buenos Aires, donamos US\$135,000 a la iniciativa #SeamosUno, una acción liderada por varias ONG con apoyo privado que entregó más de 1 millón de cajas de alimentos y productos de higiene personal a los barrios pobres de Buenos Aires. También donamos más de US\$10,000 a la ONG Banco de Alimentos en Neuquén y Río Negro, lo que se tradujo en 46,000 comidas.

La pandemia de COVID-19 afectó significativamente a la demanda internacional y local de petróleo: los precios mundiales se desplomaron y se produjo un complejo escenario de evacuación de la producción, que afectó a los flujos de ingresos y a la solidez financiera de las empresas petroleras.

Nuestra respuesta al COVID-19 abarcó los ámbitos financieros, operativos y contractuales, contribuyendo a la resiliencia de Vista en un contexto difícil de descenso del precio y de la demanda del petróleo. Para complementar nuestro PCB, adoptamos una estrategia centrada en la preservación de la caja y la protección del valor estratégico. Nuestro plan de preservación de caja incluyó una disminución de alrededor del 30% en los gastos de capital de 2020 en comparación con el presupuesto original, así como una revisión de más de 20 contratos de servicios petroleros y una revisión exhaustiva de los gastos

generales y administrativos de acuerdo con una mentalidad ajustada. También hemos adoptado ciertas medidas relativas a nuestra posición financiera.

En cuanto a nuestro plan de preservación del valor estratégico, encontramos rápidamente soluciones para el complejo contexto comercial de 2020: fuimos precursores en Argentina en asegurar el almacenamiento flotante para evitar la venta de petróleo a precios bajos en el segundo trimestre de 2020; cerramos durante dos meses nuestros pozos de Vaca Muerta, ya que los yacimientos *shale* proporcionan una solución de almacenamiento a corto plazo muy eficiente; y aumentamos las exportaciones a aproximadamente 2.8 millones de barriles de petróleo tras la recuperación de la demanda internacional, convirtiéndonos en el mayor exportador de petróleo ligero de Argentina en 2020.

La revisión de los contratos previamente mencionados, llevó a una empresa más eficiente, con una renovada estructura de costos operativos. Además, en Vaca Muerta trabajamos en un rediseño de nuestros pozos y actualizamos nuestra curva tipo a 1.52 MMboe a la vista de los resultados de nuestros *pads* existentes. Estos logros condujeron a un costo de desarrollo cercano a los 8 US\$/boe para los nuevos pozos, lo que supone un descenso de aproximadamente el 30% con respecto al diseño de pozos anterior, y una empresa más resiliente a un entorno de precios del petróleo más bajos. En este sentido, durante el tercer trimestre de 2020 reiniciamos nuestro plan de crecimiento rentable mediante la perforación y terminación de pozos en Bajada del Palo Oeste.

Adicionalmente, a diciembre 2020, Vista realizó un test de deterioro que resultó en una pérdida por deterioro de US\$14.4 millones, principalmente impulsada por los precios del petróleo crudo, gas natural y GNL y el aumento en la tasa de descuento.

Desarrollo Vaca Muerta

Durante el tercer trimestre del 2020, reanudamos las actividades de perforación y completación en Bajada del Palo Oeste. Esto llevó a la conexión de los *pads* #4 y #5, de cuatro pozos cada uno, antes de finalizar el año, llevando la producción de Vaca Muerta a 14.6 Mboe/d para el 4T 2020 y nuestra producción total a 30.6 Mboe/d para el 4T 2020 (2.1% por encima de la producción del 4T 2019). Se aterrizaron cuatro de estos pozos en el nivel de navegación La Cocina y dos pozos en el nivel de navegación Orgánico.

Adicionalmente, dos pozos del *pad* #4 fueron aterrizados en el nivel de navegación Carbonato Inferior. Los pozos MDM-2025h and MDM-2027h fueron los primeros dos aterrizados en el nivel de navegación Carbonato Inferior en Bajada del Palo Oeste, consistiendo en 2,186 metros de longitud lateral con 26 etapas de completación y 2,551 metros de longitud lateral con 31 etapas de completación, respectivamente. Carbonato Inferior es el tercer nivel de navegación perforado por Vista en Bajada del Palo Oeste, ya que los anteriores 12 pozos, en los *pads* #1 a #3, fueron aterrizados en La Cocina y Orgánico. Los resultados de estos dos pozos confirman el potencial del nivel de navegación Carbonato Inferior de Vaca muerta en Bajada del Palo Oeste como una formación rentable de petróleo *shale*. El análisis petrofísico en Bajada del Palo Oeste muestra que Carbonato Inferior tiene un componente orgánico total promedio de 5.2%, una porosidad total promedio de 12.7% y una saturación de agua promedio de 26%, las cuales son características similares a las de Orgánico. Según nuestro modelo geológico, esto podría sumar hasta 150 pozos a nuestro inventario existente de 400 pozos en Bajada del Palo Oeste, alcanzando un total de hasta 550 pozos.

Durante las actividades de perforación y completación, logramos mejorar nuestra eficiencia al aumentar la velocidad de perforación en 108% a un promedio de 993 pies por día en el *pad* #6 (conectado en 2021), respecto a un promedio de 477 pies por día en el primer *pad*. Adicionalmente, en el *pad* #6 mejoramos el costo de perforación por pie lateral a 472 \$/pie, una mejora del 37% en comparación a 752 \$/pie en el primer *pad*. Además, mejoramos nuestros costos de completación al reducir nuestro costo por etapa promedio en 45% a US\$120 mil de US\$220 mil con respecto a nuestro primer *pad*. Como resultado, el costo promedio de perforación y completación (normalizado a una longitud lateral de 2,800 metros y 47 etapas) disminuyó de US\$17.4 millones en el *pad* #1 a US\$9.9 millones en el *pad* #6, resultando en un ahorro del 43%. Las mejoras en rendimiento y costo fueron impulsadas por el rendimiento operativo de nuestro modelo One Team, un diseño de pozo mejorado con 2,800 metros laterales y 47 etapas de completación, y una reducción de costos obtenida mediante las renegociaciones acordadas con nuestros

principales proveedores durante el 2020. El nuevo diseño y el rendimiento de nuestros pozos actualmente en producción nos permitieron actualizar nuestra curva tipo a 1.52 MMboe por pozo de 2,800 metros de longitud lateral y 47 etapas de completación, que, combinado con los ahorros en perforación y completación, nos permitieron reducir el costo de desarrollo a apropiadamente 8\$/boe aproximadamente. Así, convertimos a Vista en una compañía aún más resiliente a un contexto de precios bajos.

Hechos recientes

Conexión del sexto y séptimo pad.

En febrero de 2021, completamos y conectamos nuestro sexto *pad* de 4 pozos en el desarrollo de Vaca Muerta en la concesión Bajada del Palo Oeste. Completamos nuestro sexto *pad* con un total de 223 etapas, lo que resultó en un costo por etapa de US\$120 mil, comparado con los US\$220 mil en nuestro primer *pad*. El costo total por pozo normalizado (a 2,800 metros y 47 etapas de estimulación por pozo) del sexto *pad* alcanzó US\$9.9 millones, lo que resultó en un ahorro del 43% respecto de los US\$17.4 millones de nuestro primer *pad*.

A finales de marzo de 2021, completamos y conectamos nuestro séptimo *pad* de 4 pozos en el desarrollo de Vaca Muerta en la concesión Bajada del Palo Oeste, aterrizando dos en el nivel de navegación Orgánico y dos pozos en el nivel de navegación La Cocina. Completamos este *pad* con un total de 181 etapas, lo que resultó en un costo por etapa de US\$111 mil, comparado con los US\$220 mil en nuestro primer *pad*. El costo total por pozo normalizado (a 2,800 metros y 47 etapas de estimulación por pozo) del séptimo *pad* alcanzó US\$9.5 millones, lo que resultó en un ahorro del 45% respecto de los US\$17.4 millones de nuestro primer *pad*.

Concesión Sur Río Deseado Esta (SRDE)

La concesión de explotación Sur Río Deseado Este por 25 años expiró el 21 de marzo de 2021 y Vista optó por no pedir la extensión por 10 años pedida por Alianza Petrolera a las autoridades encargadas, en su capacidad de copropietario y operador de la concesión. A la fecha de este reporte, Vista espera que las autoridades encargadas dicten un acta administrativa en la cual confirme que desde el 21 de marzo de 2021 en adelante, todos los derechos, obligaciones y las responsabilidades relacionadas con la concesión de explotación de SRDE corresponden única y exclusivamente a Alianza Petrolera Argentina SA, dejando a Vista, y a los otros concesionarios conjuntos, aún responsables por cualquier obligación que pueda surgir de una causa antecedente al 21 de marzo de 2021.

Panorama General

Somos una compañía independiente de petróleo y gas en América Latina que inició operaciones el 4 de abril de 2018. Nuestros principales activos se encuentran en Vaca Muerta, el mayor jugador de petróleo y gas *shale* por fuera de Norte America, donde poseemos aproximadamente 134,00 acres. También poseemos activos convencionales en Argentina y Mexico. La mayor parte de nuestra producción e ingresos, nuestras perforaciones en curso y trabajos de reacondicionamiento, reservas probadas estimadas y activos se encuentran en Argentina, incluyendo nuestros pozos de Vaca Muerta actualmente produciendo.

Buscamos generar un sólido retorno para nuestros inversores basado en los siguientes principales impulsores.

Sólidos rendimientos en Vaca Muerta.

Nuestro plan de crecimiento está basado en el desarrollo de un inventario de aproximadamente 550 pozos en Bajada del Palo Oeste, nuestro proyecto insignia en Vaca Muerta, con los mayores estándares de eficiencia y seguridad. Al 31 de diciembre de 2020, habíamos conectado cinco *pads*, de cuatro pozos cada uno, en Bajada del Palo Oeste, llevando nuestra producción a 16.6 Mboe/d en ese mes.

Logramos métricas operativas sólidas en nuestras actividades de perforación y completación. Nuestra velocidad de perforación en el *pad* #6 fue 993 pies por día, una mejora del 108% respecto al *pad* #1. Adicionalmente, mejoramos nuestros costos de completación en un 45% a US\$ 120 mil por etapa en el *pad* #6 respecto a US\$ 220 mil por etapa en el *pad* #1. Como resultado, el costo de perforación y completación por pozo disminuyó a US\$9.9 millones por pozo en el *pad* #6 de US\$17.4 millones por pozo en el *pad* #1, en ambos casos normalizado a pozos de 2,800 metros de longitud lateral y 47 etapas de completación.

Creemos que la productividad de nuestros nuevos pozos, demuestra la calidad de nuestra zona de Vaca Muerta. Al 31 de diciembre de 2020, la producción acumulada del pozo promedio de Vista (que representa el promedio de nuestras *pads* #1 a #4) estaba un 25% por encima de nuestra curva tipo tras 128 días de producción. Este rendimiento de productividad, sumado a nuestro rendimiento en términos de costo de perforación y terminación, y a un nuevo diseño de pozo basado en una longitud lateral de 2.800 metros y 47 etapas de terminación nos permiten reducir nuestro costo de desarrollo previsto a US\$8/boe, frente a los US\$12/boe de nuestro anterior diseño de pozo.

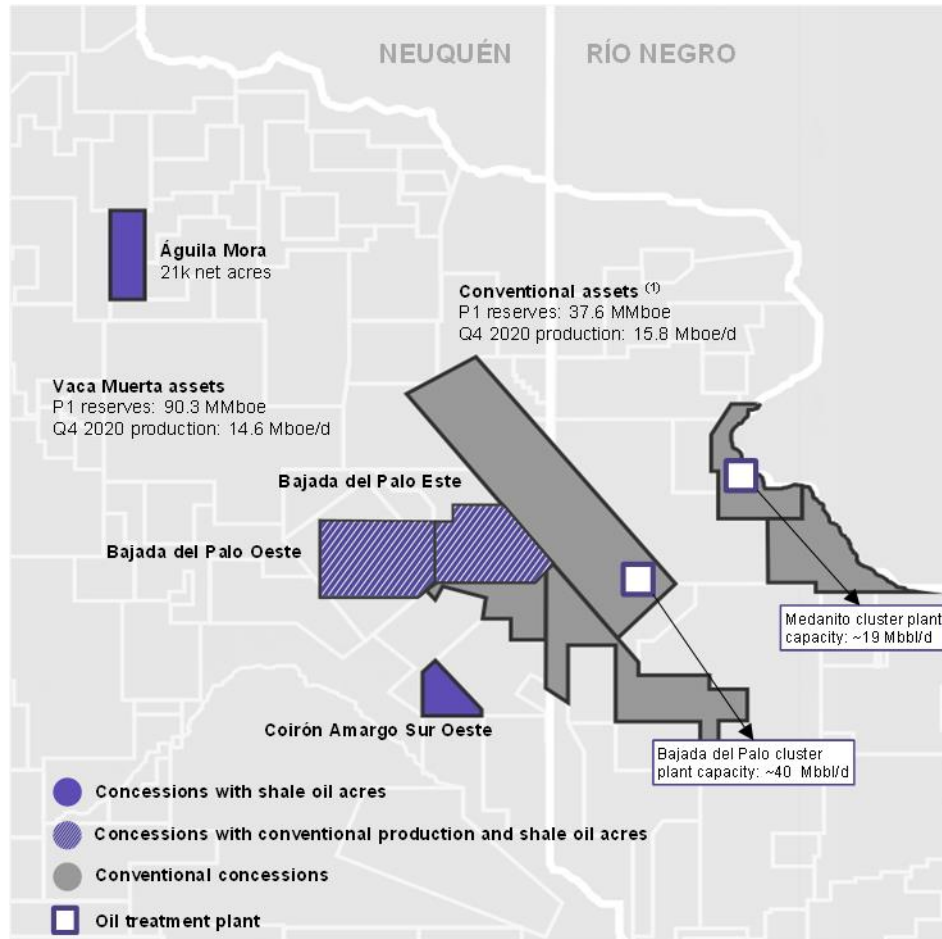
Cluster operativo con sinergias

Nuestros activos convencionales están en el mismo *cluster* operativo que nuestros activos de Bajada del Palo Oeste, generando sinergias relacionadas a la utilización de tripulaciones operativas y contratos. Finalmente, esta zona actualmente posee suficiente capacidad de tratamiento para procesar hasta 40 Mbbbl/d de petróleo crudo

Un equipo de alto rendimiento.

Tenemos un equipo horizontal y ágil, liderado por un Equipo de Administración con experiencia significativa en las operaciones de petróleo y gas. Nuestro equipo operativo está compuesto por profesionales de petróleo y gas con experiencia significativa en Vaca Muerta, y creemos que su conocimiento técnico del yacimiento es clave para nuestro desempeño.

El siguiente mapa muestra la ubicación de nuestras concesiones en Argentina -con excepción de la concesión no operada Acambuco - a la fecha de este reporte anual:



1) Incluye información de la concesión Acambuco, que no aparece en este mapa

Nuestra operación

Durante el cuarto trimestre de 2020, fuimos el tercer productor más grande, de petróleo *shale* de Argentina con 20 pozos en operación. Nuestra producción diaria promedio fue 26,594 boe/d para el año terminado el 31 de diciembre de 2020. A la fecha de este reporte anual, nuestra cartera de activos incluye participaciones en 15 concesiones de hidrocarburos, 12 de los cuales se encuentran ubicados en Argentina y 3 se ubican en México. Somos operadores de 11 de estas concesiones, las cuales representan el 98% de nuestra producción neta. Contamos con aproximadamente 520,000 acres netos en Argentina y operamos el 99% de dicha superficie.

Al 31 de diciembre de 2020 contábamos con Reservas Probadas de 128.1 MMboe en Argentina, 70% de ellas ubicadas en yacimientos *shale*, 78% de las cuales consisten de petróleo y aproximadamente 100% de las cuales se encuentran ubicadas en Argentina.

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.

La siguiente tabla contiene información acerca de las concesiones 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 2020 (MMboe)	Producción neta promedio por el año terminado el 31 de diciembre de 2020 (Mboe/d)	Vencimiento de la concesión
Cuenca Neuquina							
Entre Lomas Neuquén	99,665	99,665	100%	Vista	2.8	1.3	2026
Entre Lomas Río Negro	83,349	83,349	100%	Vista	9.6	4.7	2026
Bajada del Palo Oeste	62,641	62,641	100%	Vista	98.9	12.1	2053
Bajada del Palo Este	48,853	48,853	100%	Vista	2.2	1.0	2053
Jarilla Quemada ⁽¹⁾	47,617	47,617	100%	Vista	1.2	0.5	2040
Charco del Palenque	47,963	47,963	100%	Vista	-	-	2034
25 de Mayo-Medanito	32,247	32,247	100%	Vista	5.5	2.7	2026
Jagüel de los Machos	48,359	48,359	100%	Vista	4.7	3.4	2025
Coirón Amargo Norte	26,598	22,508	84.6%	Vista	1.0	0.3	2037
Águila Mora	23,475	21,128	90%	Vista	-	0.0	2054
Coirón Amargo Suroeste	16,440	1,644	10%	Shell	1.5	0.1	2053
Cuenca Golfo San Jorge							
Sur Río Deseado Este ⁽²⁾	75,604	12,807	16.9%	Alianza Petrolera	-	-	2021
Cuenca Noroeste							
Acambuco	293,747	4,406	1.5%	Pan American Energy	0.4	0.2	2036/2040
México							
CS-01	23,517	11,758	50%	Vista	0.2	0.1	2047
A-10	85,829	42,915	50%	Jaguar	0.1	0.2	2047
TM-01	17,889	8,944	50%	Jaguar	-	0.0	2047

- (1) Jarilla Quemada consolida la información de producción de Agua Amarga (Jarilla Quemada más Charco del Palenque).
- (2) La concesión de explotación SRDE por 25 años expiró el 21 de marzo de 2021 y Vista optó por no pedir la extensión por 10 años pedida por Alianza Petrolera a las autoridades encargadas, en su capacidad de copropietario y operador de la concesión. A la fecha de este reporte, Vista espera que las autoridades encargadas dicten un acta administrativa en la cual confirme que desde el 21 de marzo de 2021 en adelante,

todos los derechos, obligaciones y las responsabilidades relacionadas con la concesión de explotación de SRDE corresponden única y exclusivamente a Alianza Petrolera Argentina SA, dejando a Vista, y a los otros concesionarios conjuntos, aún responsables por cualquier obligación que pueda surgir de una causa antecedente al 21 de marzo de 2021.

Principales subsidiarias operativas

Vista Argentina

Vista Argentina (anteriormente denominada “PELSA”) 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 en Buenos Aires y Neuquén y una oficina de campo con personal técnico ubicada en la concesión Entre Lomas. Actualmente opera y es titular de (i) el 100% 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 84.62% en los derechos de explotación de la concesión Coirón Amargo Norte, en la Provincia del Neuquén; (iii) 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); (iv) una participación operada del 90% en la concesión de explotación no convencional en el bloque Águila Mora, en la Provincia del Neuquén; y (v) una participación no operada del 10% en concesión de explotación no convencional del bloque Coirón Amargo Sur Oeste (operada por Shell). Al 31 de diciembre de 2020, Vista Argentina tenía 286 empleados directos y aproximadamente 2,240 empleados subcontratados disponibles para proveer servicios en nuestras operaciones, de los cuales aproximadamente 420 se dedican a la operación de sus concesiones en el día a día.

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 no gravada por el impuesto a las ganancias de conformidad con la Ley de Impuesto a las Ganancias de Argentina (la “Reestructuración Argentina”). La Reestructuración Argentina entró en vigor a partir del 1 de enero de 2019 y desde dicha fecha, APCO Oil & Gas, S.A.U. y APCO Argentina han estado operando como una sola entidad consolidada en Vista Argentina.

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.

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 y una participación indirecta del 100% en Aleph Midstream.

Vista Holding II

Vista Holding II es una sociedad mexicana con oficinas en la Ciudad de México que fue constituida con el objeto explorar y extraer hidrocarburos en México, así como 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. Al 31 de diciembre de 2020, Vista Holding II tenía 1 empleado.

Aleph Midstream

Aleph Midstream es una compañía que comenzó a operar en agosto de 2019 y se convirtió en el primer jugador de *midstream* enfocado en proveer servicios de recolección, procesamiento y evacuación para la producción de petróleo y gas en la cuenca de Neuquina, encabezando un nuevo paradigma para el desarrollo de Vaca Muerta, construido sobre el concepto de asociaciones a largo plazo con productores orientados al *upstream*. Al 31 de diciembre de 2020, Aleph Midstream tenía 81 empleados directos.

El 31 de marzo de 2020, Vista completó la adquisición de los Socios de la participación en el capital suscrito y en circulación de dichos Socios en Aleph Midstream, a un precio total de compra de US\$37.5 millones de Dólares (cantidad equivalente a la totalidad del capital efectivamente aportado a Aleph Midstream por los Socios). Como resultado de dichas operaciones, Aleph Midstream es una subsidiaria de propiedad exclusiva de Vista.

Aluvional Logística S.A.

Aluvional Logística S.A. es una empresa constituida y existente bajo las leyes de Argentina dedicada a la extracción de arena, piedra, canto rodado, materiales graníticos y/o calcáreos y otros recursos naturales que se utilizan para la estimulación hidráulica de la explotación de petróleo y gas no convencional en las provincias de Neuquén, Río Negro, Mendoza y La Pampa. A la fecha de este reporte anual, Aluvional Logística S.A. es titular de concesiones por 10 años de 15 canteras de arena silíceas, todas ellas ubicadas en la provincia de Río Negro.

Argentina

Panorama general

Durante los años terminados el 31 de diciembre de 2018, 2019 y 2020, nuestra producción estuvo concentrada en los siguientes activos en la cuenca neuquina: 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 la cuenca Noroeste, que en conjunto con nuestros activos en la cuenca neuquina ascienden a aproximadamente 520,000 acres netos. Al 31 de diciembre de 2020 éramos propietarios de 1,008 pozos productivos y más de 20 pozos inyectores en Argentina.

Tenemos participación en aproximadamente 134,000 acres netos en la formación Vaca Muerta ubicados en Bajada del Palo Oeste, Bajada del Palo Este, Águila Mora y Coirón Amargo Sur Oeste. Somos operadores de tres de estas concesiones, las cuales representan el 99% de nuestros acres netos de *shale*. Además, la concesión Bajada del Palo Oeste, en el que hemos conectado todos nuestros 20 pozos de petróleo *shale* nuevos operados en la formación Vaca Muerta (al 31 de diciembre de 2020), y los cuales llevaron nuestra producción de *shale* de cero a más de 20.2 M boe/d a finales de diciembre de 2020, impulsado por un fuerte rendimiento individual de los pozos, es contiguo 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 hasta aproximadamente 550 locaciones de perforación enfocadas en la formación Vaca Muerta, el cual es suficiente para más de aproximadamente 25 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 zonas de aterrizaje adicionales, tales como el Carbonato Superior y Medio 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 2020, en Argentina contábamos con Reservas Probadas por un total de 127.9 MMboe, de las cuales el 78% eran reservas de petróleo. En el año terminado el 31 de diciembre de 2020, nuestra producción diaria promedio ascendió a 26,269 boe/d, de la cual el petróleo crudo representó el 69%, el gas natural el 29% y los NGL el otro 2%. Desde que iniciamos operaciones hemos reducido nuestro costo de operación promedio a US\$9.0 por boe durante el año terminado el 31 de diciembre de 2020 mediante el reajuste de nuestra estructura de costos, y un fuerte enfoque en absorber el crecimiento de la producción de *shale* con la base de costos 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 medanita, que tiene una densidad superior a 30° de gravedad *American Petroleum Institute* (“API”).

Bloque	Producción neta promedio de petróleo por el año terminado el 31 de diciembre de 2020	Producción neta promedio de gas por el año terminado el 31 de diciembre de 2020	Producción neta promedio de NGL por el año terminado el 31 de diciembre de 2020
	(Mbbbl/d) ⁽²⁾	(MMcf/d) ⁽²⁾	(Mboe/d) ⁽²⁾
Cuenca Neuquina			
Bajada del Palo Oeste	8.3	0.59	-
Entre Lomas Río Negro.....	2.6	0.23	0.4
JDM.....	2.6	0.13	-
25 de Mayo-Medanito	2.6	0.02	-
Entre Lomas Neuquén	1.0	0.04	0.1
Bajada del Palo Este	0.4	0.08	0.0
Coirón Amargo Norte.....	0.3	0.01	-
Jarilla Quemada ⁽¹⁾	0.2	0.04	0.0
Coirón Amargo Sur Oeste.....	0.1	0.00	-
Águila Mora	0.0	.	-
Charco del Palenque ⁽¹⁾	8.3	-	-
Cuenca del Golfo San Jorge			
Sur Río Deseado Este.....	-	-	-
Cuenca Noroeste			
Acambuco.....	0.0	0.02	-

(1) Jarilla Quemada consolida la información de producción de Agua Amarga (Jarilla Quemada más Charco del Palenque).

(2) 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.

Bloque	Producción neta promedio de petróleo por el año terminado el 31 de diciembre de 2019	Producción neta promedio de gas por el año terminado el 31 de diciembre de 2019	Producción neta promedio de NGL por el año terminado el 31 de diciembre de 2019
	(Mbb/d) ⁽²⁾	(MMcf/d) ⁽²⁾	(Mboe/d) ⁽²⁾
Cuenca Neuquina			
Bajada del Palo Oeste	5.5	24.1	-
Entre Lomas Río Negro.....	3.3	2.2	-
JDM.....	3.3	5.9	-
25 de Mayo-Medanito	3.3	1.1	-
Entre Lomas Neuquén	1.3	0.9	0.6
Bajada del Palo Este	0.6	4.2	0.1
Coirón Amargo Norte.....	0.2	0.2	-
Jarilla Quemada ⁽¹⁾	0.3	1.9	0.0
Coirón Amargo Sur Oeste.....	0.2	0.1	-
Águila Mora	0.0	0.0	-
Charco del Palenque ⁽¹⁾	-	-	-
Cuenca del Golfo San Jorge			
Sur Río Deseado Este	-	-	-
Cuenca Noroeste			
Acambuco.....	0.0	0.9	-

(1) Jarilla Quemada consolida la información de producción de Agua Amarga (Jarilla Quemada más Charco del Palenque).

(2) 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.

Bloque	Producción neta promedio de petróleo por el año terminado el 31 de diciembre de 2018	Producción neta promedio de gas por el año terminado el 31 de diciembre de 2018	Producción neta promedio de NGL por el año terminado el 31 de diciembre de 2018
	(Mbb/d) ⁽³⁾	(MMcf/d) ⁽³⁾	(Mboe/d) ⁽³⁾
Cuenca Neuquina			
Bajada del Palo Oeste ⁽¹⁾	1.2	20.1	0.1
Entre Lomas Río Negro.....	3.8	12.9	0.6
JDM.....	3.1	5.8	0
25 de Mayo-Medanito	3.7	1.8	0
Entre Lomas Neuquén	1.2	1.8	0.1
Bajada del Palo Este ⁽¹⁾	0.6	4.4	0.0
Coirón Amargo Norte.....	0.3	0.2	0
Jarilla Quemada ⁽²⁾	0.4	2.6	0.0
Coirón Amargo Sur Oeste.....	0.2	0.1	0
Águila Mora	0	.	0
Charco del Palenque ⁽²⁾	—	—	—
Cuenca del Golfo San Jorge			
Sur Río Deseado Este	0	0	0
Cuenca Noroeste			
Acambuco.....	0.0	1.1	0

(1) Con base en las reservas probadas desarrolladas para las concesiones Bajada del Palo Oeste y Bajada del Palo Este para el interés de Vista al 31 de diciembre de 2019 (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 nueve meses terminado el 31 de diciembre de 2019, 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) 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.

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 24,470boe/d para el año terminado el 31 de diciembre de 2019.

Bloque	Producción neta promedio de petróleo por el año terminado el 31 de marzo de 2018	Producción neta promedio de gas por el año terminado el 31 de marzo de 2018	Producción neta promedio de NGL por el año terminado el 31 de marzo de 2018
	(Mbbbl/d)	(MMcf/d)	(Mboe/d)
Cuenca Neuquina			
Bajada del Palo Oeste	1.3	20.0	0.1
Entre Lomas Río Negro.....	4.0	11.0	0.6
JDM.....	3.0	6.1	0
25 de Mayo-Medanito	3.6	2.2	0
Entre Lomas Neuquén	1.2	1.7	0.1
Bajada del Palo Este	0.7	4.4	0.0
Coirón Amargo Norte.....	0.3	0.4	0
Jarilla Quemada ⁽¹⁾	0.5	3.1	0.0
Coirón Amargo Sur Oeste.....	0.1	0.1	0
Águila Mora	0	0	0
Charco del Palenque ⁽¹⁾	—	—	—
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

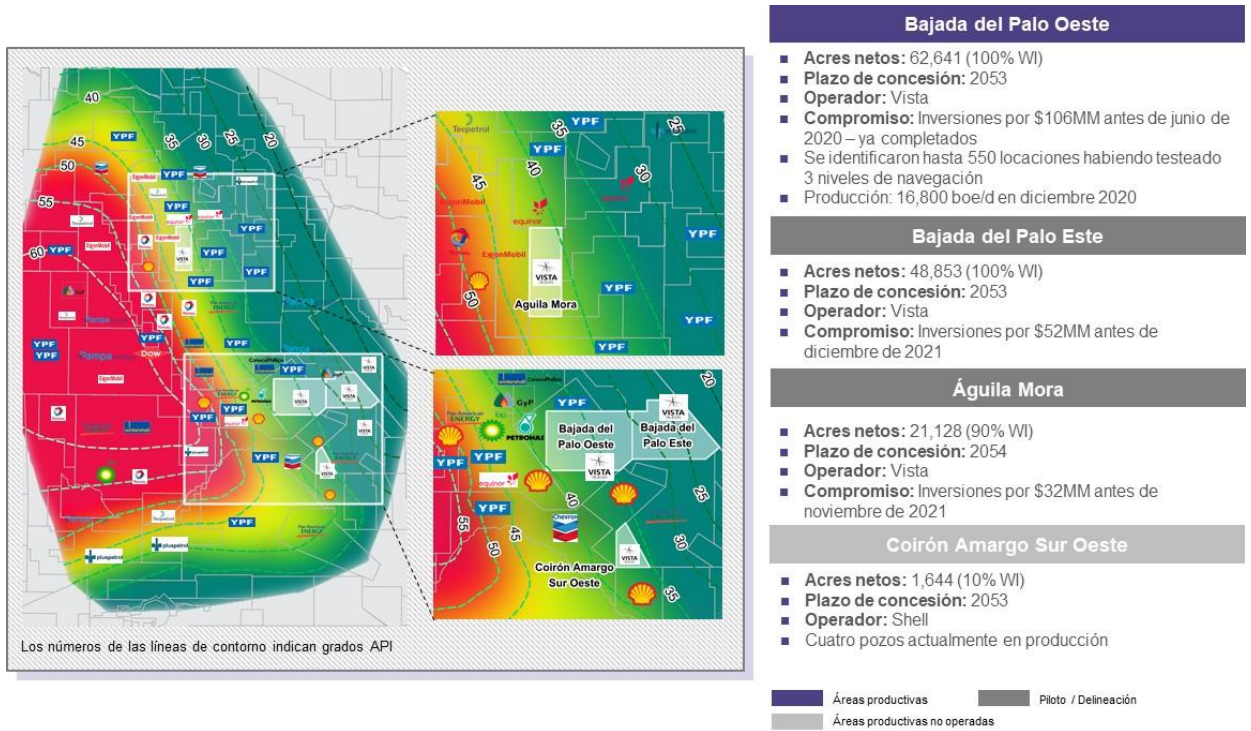
Tenemos derechos sobre las siguientes concesiones de petróleo y gas en Argentina:

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 84.62% en los derechos de explotación de la concesión Coirón Amargo Norte (como operadora); (c) una participación con operación del 90% en concesión de explotación no convencional Águila Mora; y (d) una participación sin operación del 10% en los derechos sobre el bloque CASO (que está operado por Shell); y

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).

El siguiente mapa muestra la ubicación de los bloques *shale* ubicados en Argentina sobre los que tenemos derechos al 31 de diciembre de 2020:

Concesiones de Shale en Cuenca Neuquina



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 revertir 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, 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 2.8 MMboe y 9.6 MMboe, respectivamente, al 31 de diciembre de 2020 y reportaron una producción de 1.3 Mboe/d (76% consistió

en petróleo) y 4.7 Mboe/d (57% petróleo), respectivamente, en el año terminado 31 de diciembre de 2020. Las concesiones de Entre Lomas Neuquén y Entre Lomas Río Negro vencen en 2026.

Al 31 de diciembre de 2020 la Compañía se comprometió con la provincia de Río Negro a perforar 8 pozos de desarrollo y 1 pozo de delineación, a un costo estimado de US\$19.8 millones, realizar inversiones de capital en 15 obras de reacondicionamiento de pozos y abandonar 3 pozos por un costo estimado de US\$7.6 millones, en nuestras concesiones, hasta 2023.

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 2020 este bloque tenía reservas de 88.8 MMboe reservas de *shale* y 10.1 MMboe convencionales, y reportó una producción de 12.1Mboe/d (de los cuales el 69% consistió en petróleo) en lo que respecta al año terminado el 31 de diciembre de 2020. En diciembre de 2019 obtuvimos una concesión de explotación no convencional por 35 años que vence en diciembre de 2053. En conexión con el otorgamiento de dicha concesión, al 31 de diciembre de 2020 Vista ya ha cumplido con el compromiso de perforar 8 pozos horizontales, totalizando una inversión de US\$105.6 millones e instalaciones relacionadas por US\$14.7 millones hasta junio del 2020.

Durante el 2020, completamos y conectamos 12 nuevos pozos (tres *pads* de 4 pozos – los *pads* #3, #4 y #5) alcanzando un total de 20 pozos, lo que llevó la producción de *shale* en Bajada del Palo Oeste a más de 20.0 Mboe/d al finalizar el año y tuvo una producción promedio de 8.4 Mboe/d en el año terminado el 31 de diciembre de 2020. Además, completamos y conectamos los *pads* #6 y #7 durante el primer trimestre de 2021. Empleamos una estricta política de gestión de presión para preservar la integridad de las estimulaciones hidráulicas y la estabilidad de presión del fondo del pozo. En cada uno de los *pads* #3, #5, #6 y #7 aterrizamos dos pozos en el horizonte de navegación La Cocina, mientras los otros dos fueron aterrizados en Orgánico. Además, en el *pad* #4, aterrizamos dos pozos en La Cocina y los otros dos en la zona de Carbonato Inferior, una zona de aterrizaje que no se había probado anteriormente. Los resultados de estos dos pozos confirmaron que el Carbonato Inferior es una zona de aterrizaje económico en Bajada del Palo Oeste, aumentando nuestro inventario a aproximadamente 550 locaciones.

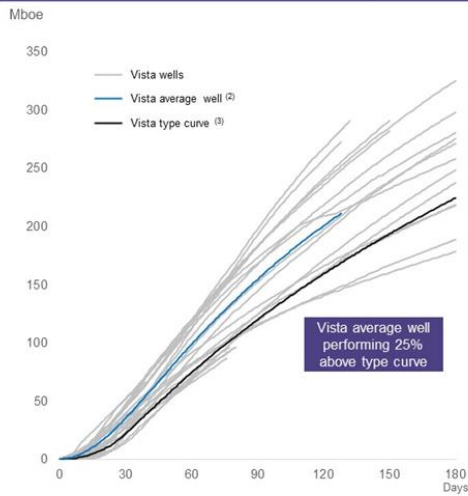
Durante las actividades de perforación y completación, logramos mejorar nuestra eficiencia de perforación aumentando nuestra velocidad de perforación por un 108% a un promedio de 993 pies diarios en el *pad* #6, con respecto a un promedio de 477 pies diarios en nuestro primer *pad*. Adicionalmente, en el *pad* #6, mejoramos el costo de perforación por pie lateral a US\$472, un 37% en comparación con los US\$753 por pie en nuestro primer *pad*. Asimismo, mejoramos nuestro costo de completación al reducir nuestro costo por etapa de estimulación en un 45% a US\$120 mil Dólares de US\$220 mil Dólares con respecto a nuestro primer *pad*. Como resultado, el costo de perforación y completación promedio por pozo (normalizado a una longitud lateral de 2.800 metros y 47 etapas de estimulación hidráulica) se redujo de US\$17.4 millones en el *pad* #1 a US\$9.9 millones en el *pad* #6, resultando en ahorros de 43%. Las mejoras en el rendimiento y en los costos fueron impulsadas por el rendimiento operativo de nuestro *One Team*;

un diseño de pozo mejorado de 2,800 metros de longitud lateral y 47 de las etapas de terminación, y las reducciones de costos obtenidas mediante la renegociación de los contratos suscritos durante 2020 con los principales proveedores clave. El nuevo diseño del pozo y el rendimiento de la producción de nuestros pozos actualmente en producción, nos permitió actualizar nuestra curva tipo a 1,52 Mmboe, por un pozo de 2,800 metros de longitud lateral y 47 etapas de terminación, lo que, combinado con el ahorro en perforación y terminación, nos permitió reducir nuestro costo de desarrollo previsto a aproximadamente 8 \$/boe.

La siguiente tabla detalla el diseño de perforación y terminación de todos nuestros pozos que han sido conectados

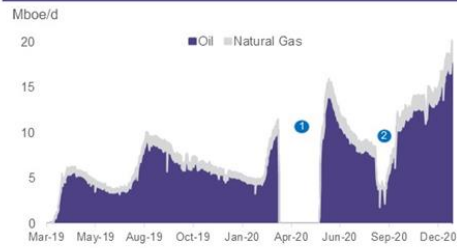
Nombre del pozo	Número de <i>Pad</i>	Zona de aterrizaje	Longitud lateral (mts)	Total de estimulaciones hidráulicas
2013	#1	Orgánico	2,483	33
2014	#1	La Cocina	2,633	35
2015	#1	Orgánico	2,558	34
2016	#1	La Cocina	2,483	34
2029	#2	Orgánico	2,189	37
2030	#2	La Cocina	2,248	38
2032	#2	Orgánico	2,047	35
2033	#2	La Cocina	1,984	33
2061	#3	La Cocina	2,723	46
2062	#3	Orgánico	2,624	44
2063	#3	La Cocina	3,025	51
2064	#3	Orgánico	1,427	36
2025	#4	Carbonato Inferior	2,186	26
2026	#4	La Cocina	2,177	44
2027	#4	Carbonato Inferior	2,551	31
2028	#4	La Cocina	2,554	51
2501	#5	La Cocina	2,538	52
2502	#5	Orgánico	2,436	50
2503	#5	La Cocina	2,468	50
2504	#5	Orgánico	2,332	44
2391	#6	La Cocina	2,715	56
2392	#6	Orgánico	2,804	54
2393	#6	La Cocina	2,732	56
2394	#6	Orgánico	2,739	57
2261	#7	La Cocina	2,710	46
2262	#7	Orgánico	2,581	45
2263	#7	La Cocina	2,609	45
2264	#7	Orgánico	2,604	46

Vaca Muerta wells productivity (1)



(1) Normalized to a standard well design of 2,800 meters lateral length and 47 frac stages well
 (2) Average cumulative production of wells in pads #1 to #4 after 128 days
 (3) EUR: 1.52MMboe

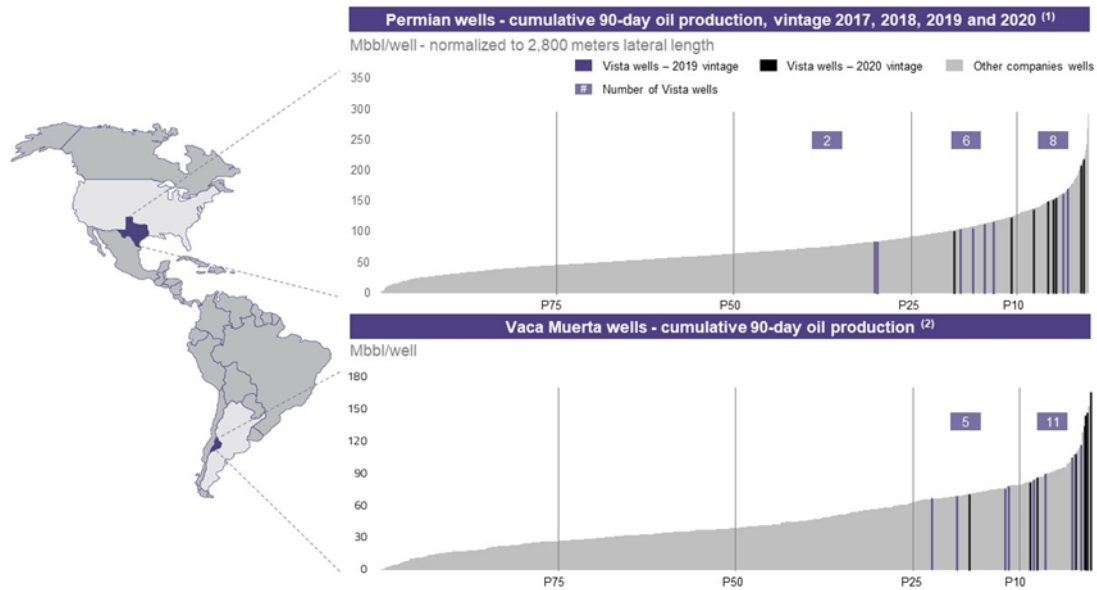
Bajada del Palo Oeste production



Relevant Events:
 1 Shut-in shale oil wells due to lowered demand amid Covid-19 pandemic
 2 Partial shut-in of pads #1, #2 and #3 during completion of pad #4

La curva tipo estimada de Bajada del Palo Oeste se basa en datos reales de producción obtenidos de nuestros pozos en Bajada del Palo Oeste y de datos obtenidos a partir de fuentes públicas de pozos horizontales de las concesiones 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 pozos abiertos de los pozos piloto y antiguos en Bajada del Palo Oeste. La heterogeneidad vertical de la roca tiene un efecto en el crecimiento de la estimulación 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 estimulación hidráulica. Este proceso de trabajo reúne las propiedades geomecánicas y las heterogeneidades verticales de la roca y simula la geometría de la estimulación para un diseño de estimulación determinado. Los resultados se utilizan como entrada para la simulación numérica del yacimiento, donde la geometría de la estimulación hidráulica 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 rendimiento de nuestros primeros 16 pozos durante los primeros 90 días se compara favorablemente contra el de los pozos petrolíferos laterales (entre 1.900 y 3.000 metros de longitud lateral) de Permian conectados entre 2016 y 2020 (normalizados a 2,800 metros de longitud lateral) y todos los pozos petrolíferos laterales perforados en Vaca Muerta, como se muestra en las tablas de abajo:



(1) Oil wells with laterals between 1,900 and 3,000 meters. Companies included: CPE, CXO, FANG, HK, LPI, MTDOR, PE, PDCE, PDX, SM, WPX, XEC, EOG and CDEV; Only includes wells drilled in the Delaware, Central Platform and Midland Basins, focused on Wolfcamp formation. Source: Rystad Energy
 (2) Source: Argentine Secretariat of Energy. All horizontal oil wells included. Source: Chapter IV – Argentine Secretariat of Energy

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 modelo de contratación es uno de los principales impulsores de nuestros resultados en términos de eficiencia de costos y productividad de nuevos pozos.

Bajada del Palo Oeste tiene una extensión de 62,641 acres brutos con exposición a la formación de *shale* Vaca Muerta.

Actualmente contamos con un inventario para perforación para aproximadamente 25 años con la formación Vaca Muerta como objetivo, que totaliza hasta 550 locaciones en esta concesión. Tenemos la intención de ampliar nuestro inventario para perforación la realización de pruebas en zonas de aterrizaje adicionales, tales como el Carbonato Superior y, Carbonato Medio y la delineación adicional de las áreas sobre las que tenemos derechos en las concesiones Bajada del Palo Este y Águila Mora.

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 2020 este bloque tenía Reservas Probadas de 2.2 MMboe y una producción de 1.0 MMboe (45% de petróleo) durante el año terminado el 31 de diciembre de 2020. El 21 de diciembre de 2019 obtuvimos una concesión de explotación no convencional por 35 años que vence en diciembre de 2053. En relación con los términos de la concesión, Vista se ha comprometido a perforar 5 pozos horizontales, totalizando una inversión de US\$51.8 millones para diciembre de 2021, durante el periodo de tres años del plan piloto, la cual a la fecha del presente reporte anual no se ha realizado.

El 21 de marzo de 2021, Vista le solicitó a la provincia de Neuquén que autorice una extensión del periodo del plan piloto, por un periodo de 5 años en total, de acuerdo con la Sección 35 b) de la Ley de Hidrocarburos Argentina. Dicha solicitud fue principalmente motivada por las inesperadas y extraordinarias

circunstancias, consecuencia de la pandemia del COVID-19, dado que la actividad que iba a ser desarrollada en la concesión Bajada del Palo Oeste, dentro del plan piloto, debió ser suspendida.

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.

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. Dichas concesiones tienen una extensión de aproximadamente 47,617 y 47,963 acres brutos, respectivamente. Al 31 de diciembre de 2020, estas concesiones tenían Reservas Probadas de 0.0 MMboe y 1.2 MMboe, respectivamente, y una producción conjunta de 0.5 Mboe/d (40% petróleo) por el año terminado el 31 de diciembre de 2020. 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 2020 este bloque tenía Reservas Probadas de 5.5 MMboe y reportó una producción de 2.7 Mboe/d (de los cuales el 94% consistió en petróleo), durante el año terminado el 31 de diciembre de 2020. La concesión vence en octubre de 2026.

Las unidades productivas son las facies volcánicas 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.

Jagüel de los Machos

Somos operadores y titulares de una participación del 100% en los derechos de explotación de la concesión Jagüel de los Machos 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 2020 este bloque tenía Reservas Probadas de 4.7 MMboe y reportó una producción de 3.4 Mboe/d (de los cuales el 75% consistió en petróleo) durante el año terminado el 31 de diciembre de 2020. La concesión vence en septiembre de 2025.

Las concesiones 25 de Mayo-Medanito y JDM tienen los siguientes compromisos de inversión de capital con la Secretaría de Estado de Energía de Río Negro:

- Al 31 de diciembre de 2020, nos comprometimos a la perforación de 2 pozos de desarrollo, 1 pozos de delineación y 1 pozo de exploración, a un costo estimado de US\$5.6 millones, los cuales esperamos realizar hasta 2023; y
- Además, el 31 de diciembre de 2020, nos comprometimos a 15 trabajos de reparación de pozos y abandono de 21 pozos, a un costo estimado de US\$9.4 millones, los cuales esperamos realizar hasta 2023.

Las unidades productivas son las facies volcanoclásticas de la formación Choiyoi, las areniscas fluviales de la formación Tordillo y las facies clásticas-carbonáticas mezcladas de la formación Quintuco.

Coirón Amargo Norte

Somos operadores y titulares de una participación del 84.62% 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 2020 este bloque tenía Reservas Probadas de 1.0 MMboe y, durante el año terminado el 31 de diciembre de 2020, reportó una producción de 0.3 Mboe/d (de los cuales el 88% consistió en petróleo). La concesión vence en 2037. No tenemos compromisos de capital pendientes.

Esta concesión tiene areniscas eolianas de la formación Tordillo que producen petróleo negro. Dado los resultados de nuestros pozos perforados hasta la formación Vaca Muerta en Bajada del Palo Oeste, creemos que existe la oportunidad de ampliar dicha delineación hasta Coirón Amargo Norte en el futuro.

El 7 de julio de 2020, debido al incumplimiento del pago de las contribuciones en efectivo requeridas por Madalena, y conforme a los términos del contrato de *joint venture*, la Compañía, a través de su filial Vista Argentina, junto con su socio Gas y Petróleo del Neuquén S.A. ("GyP"), excluyó a Madalena Energy S.R.L. ("Madalena") del acuerdo de *joint venture*, y distribuyó el interés de trabajo de Madalena en el acuerdo de *joint venture* proporcionalmente entre Vista Argentina y GyP. La modificación al contrato de *joint venture* que refleja los nuevos intereses de trabajo, fue aprobado por el Decreto No° 1.292/2020 del Poder Ejecutivo de la Provincia del Neuquén con fecha 6 de noviembre de 2020, con efecto retroactivo al 7 de julio de 2020. Según los términos del JOA, Vista se reserva todos sus derechos y recursos contra Madalena para ejecutar los pagos vencidos y pendientes de pago. Como consecuencia, ha aumentado su participación en el área de concesión Coirón Amargo Norte, situada en la provincia de Neuquén, del 55.00% al 84.62%. A la fecha de este reporte anual, la Compañía reconoce en los estados financieros consolidados su participación del 100% en esta operación conjunta.

Águila Mora

Somos operadores y titulares de una participación del 90% en la coinversión con G&P (que posee el 10% de participación restante) para el aprovechamiento no convencional de la concesión para la 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 29 de noviembre de 2020, el gobernador de la provincia de Neuquén emitió el Decreto 2597 por el cual se concedió una concesión de explotación no convencional sobre el área "Águila Mora" por un plazo de 35 años (renovable, a su vencimiento y sujeto a ciertas condiciones, por períodos sucesivos de 10 años), reemplazando el permiso de exploración anteriormente otorgado.

G&P es titular del derecho de concesión sobre el área "Águila Mora". Vista Argentina (i) tiene un 90% de participación en el contrato de unión transitoria que conforma junto con G&P para la exploración y explotación de los hidrocarburos en el área, y (ii) es la operadora del área.

La concesión de explotación no convencional mencionada incluye el compromiso de llevar a cabo un período inicial de plan piloto de 2 años, plazo durante el cual Vista Argentina debe (i) poner en producción tres pozos ya perforados y completados por el operador anterior, (ii) perforar dos pozos horizontales nuevos, y (iii) construir instalaciones de superficie asociadas, totalizando una inversión aproximada de US\$32,000,000.

En el marco del otorgamiento de la concesión de explotación no convencional antes mencionada, y en adición al compromiso anteriormente mencionado, Vista Argentina pagó a la provincia de Neuquén los siguientes conceptos: (i) bono de infraestructura por un monto de US\$700,000; y (ii) en materia de RSE, un monto de US\$800,000. El 21 de marzo de 2021, Vista le solicitó a la provincia de Neuquén que autorice una extensión del periodo del plan piloto, por un período de 3 años en total, teniendo en cuenta el periodo de 5 años establecido en la Sección 35 b) de la Ley de Hidrocarburos Argentina. Dicha solicitud fue principalmente motivada por las inesperadas y extraordinarias circunstancias, consecuencia de la pandemia del COVID-19, dado que la actividad que iba a ser desarrollada en la concesión Bajada del Palo Oeste, dentro del plan piloto, debió ser suspendida.

Este bloque tuvo una producción de 0.05 boe/d (100% petróleo) para el año terminado el 31 de diciembre de 2020.

Coirón Amargo Sur Oeste

Este bloque consiste en una concesión de explotación de *shale* con extensión de aproximadamente 16,440 acres brutos en la parte más importante de la formación Vaca Muerta en la Provincia del Neuquén. 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.

Al 31 de diciembre de 2020 este bloque contaba con Reservas Probadas a nuestra participación de 1.5 MMboe y una producción medida a nuestra participación de 0.1Mboe/d (8.9% petróleo), por el año terminado el 31 de diciembre de 2020. Al 31 de diciembre de 2020 no hay compromisos de capital pendientes con la Provincia del Neuquén, ya que hemos completado durante 2020 con las inversiones pendientes consistentes en la perforación y terminación de 3 pozos horizontales.

Sur Río Deseado Este

Fuimos 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 75,605 acres brutos. El operador de este bloque para evaluación es Alianza Petrolera. Al 31 de diciembre de 2020 este bloque no contaba con Reservas Probadas y, durante el año terminado el 31 de diciembre 2020, no reportó producción alguna. No tenemos compromisos de capital pendientes.

APCO Sucursal Argentina (actualmente Vista Argentina) suscribió un contrato de *joint venture*, que no se encuentra registrado, 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.

La concesión de explotación SRDE por 25 años expiró el 21 de marzo de 2021 y Vista optó por no pedir la extensión por 10 años pedida por Alianza Petrolera a las autoridades encargadas, en su capacidad de copropietario y operador de la concesión. A la fecha de este reporte, Vista espera que las autoridades encargadas dicten un acta administrativa en la cual confirme que desde el 21 de marzo de 2021 en

adelante, todos los derechos, obligaciones y las responsabilidades relacionadas con la concesión de explotación de SRDE corresponden única y exclusivamente a Alianza Petrolera Argentina SA, dejando a Vista, y a los otros concesionarios conjuntos, aún responsables por cualquier obligación que pueda surgir de una causa antecedente al 21 de marzo de 2021.

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 2020, este bloque tenía Reservas Probadas netas de 0.4 MMboe y, durante el año terminado el 31 de diciembre de 2020, reportó una producción neta de 0.2 Mboe/d (de los cuales el 13% 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

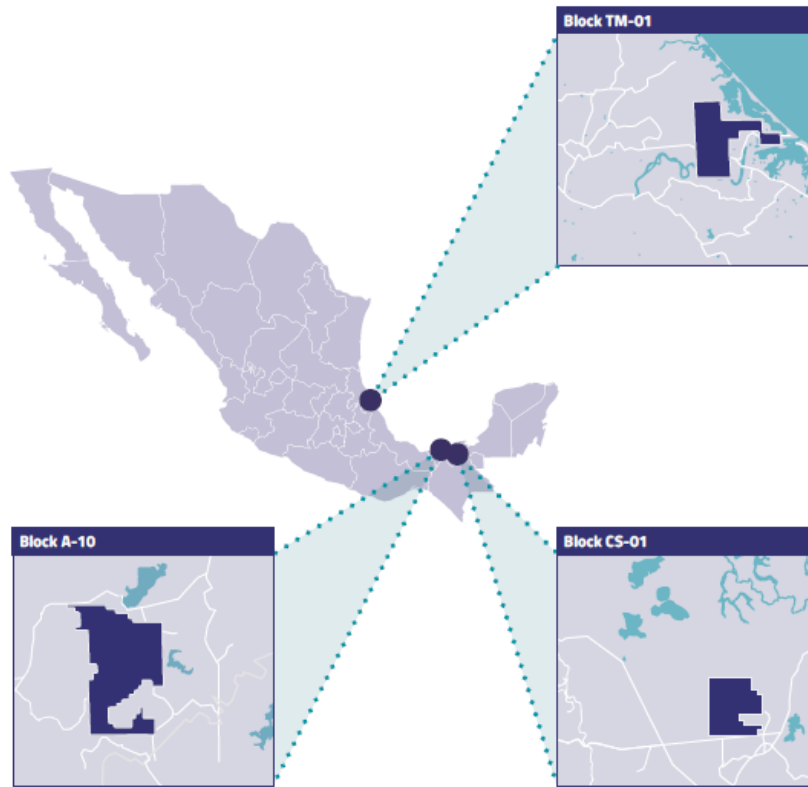
Adquisición de derechos sobre los bloques de Jaguar

El 30 de octubre de 2018 consumamos la adquisición del 50% de los derechos sobre tres bloques adjudicados a 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) está actualmente siendo operado por Vista, transferencia de la explotación que fue aprobada por la CNH, el 3 de agosto de 2020);
- A-10 (85,829 acres brutos) y TM-01 (17,889 acres brutos), actualmente están siendo operados por Jaguar.

Adicionalmente, el 1 de diciembre de 2020, Vista llegó a un acuerdo con Jaguar y Pantera, para la cesión del 100% del interés de trabajo que Vista posee en los bloques A- 10 y TM-01, a favor de Pantera y Jaguar, a cambio del 100% del interés de trabajo que Jaguar posee en el bloque CS-01 a favor de Vista. En consecuencia, el 17 de diciembre, 2020, se presentó el aviso de cesión correspondiente a la CNH para su aprobación, a fin de que, una vez concluido el procedimiento, la CNH pueda autorizar la cesión del interés de trabajo antes mencionado. En consecuencia, Vista será propietaria del 100% de los intereses de participación del bloque CS-01, y transferirá, en su totalidad, su participación en los respectivamente. Sin embargo, a la fecha de este reporte anual, y hasta que CNH apruebe la cesión, Vista sigue teniendo

una participación del 50% en los bloques CS-01, A-10 y TM-01. El siguiente mapa muestra la ubicación de los bloques ubicados en México sobre los que tenemos derechos a la fecha de este reporte anual:



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	73	2	2047
A-10	85,829	50%	Jaguar	Arenas de grano grueso	19	4	2047
TM-01	17,889	50%	Jaguar	Piedra caliza de arrecife	40	3	2047

La siguiente tabla contiene un resumen de las características al 31 de diciembre de 2020 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	6	0
A-10.....	Viche, Güiro, Acachú y Acahual	2,596/3,000/2,500/2,500	2	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 licenciataria, titular del 50% restante y Vista siendo el actual operador. Durante el año terminado el 31 de diciembre de 2020 este bloque reportó una producción neta de 0.1 boe/d (de los cuales el 83% consistió en petróleo). Este contrato de licencia vence en 2047. Al 31 de diciembre de 2020, nuestros compromisos de capital pendientes estimados ascendían a aproximadamente US\$5.5 millones, correspondientes a un monto estimado de 15,840 unidades de trabajo ("UTs").

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.

Bloque 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 licenciataria, titular del otro 50%. Pantera es el actual operador de este bloque. Durante el año terminado el 31 de diciembre de 2020, este bloque reportó una producción neta de 0.2 boe/d (de los cuales el 0% consistió en petróleo). Este contrato de licencia vence en 2047. Al 31 de diciembre de 2020, nuestros compromisos de capital pendientes ascendían a aproximadamente US\$6.0 millones, correspondientes a un monto estimado de 12,064 UTs.

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.

Bloque 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 licenciataria, el operador de este bloque y titular del otro 50% de los derechos. La producción neta del bloque dio un total de 0.01 boe/d (0% petróleo) para el año terminado el 31 de diciembre de 2020. Este contrato de licencia vence en 2047. Al 31 de diciembre de 2020, nuestros compromisos de capital pendientes estimados ascendían a aproximadamente US\$9.1 millones, correspondientes a un monto estimado de 11,188 UTs.

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.

El 3 de agosto de 2020 la CNH aprobó la transferencia del control de la operación en el bloque CS-01, por lo que Vista Holdings II fue designado como operador de dicho bloque.

Adicionalmente, el 1 de diciembre de 2020, Vista Holding II, llegó a un acuerdo con Jaguar y Pantera con respecto a la cesión de los intereses de trabajo de la Compañía en los contratos de licencia de exploración y extracción de hidrocarburos en los bloques A-10 y TM-01 a favor de Jaguar y Pantera, respectivamente, y la cesión de la totalidad de los intereses de trabajo tiene Jaguar en el bloque CS-01 a favor de Vista Holding II.

En consecuencia, el 17 de diciembre de 2020, de conformidad con la legislación aplicable, se presentó la correspondiente notificación a la CNH. Una vez finalizado el procedimiento administrativo, en su caso, la CNH podrá otorgar su autorización para dicha cesión. A reserva de dicha autorización, Vista Holding II asumirá el 100% de los intereses de trabajo del bloque CS-01, y transferirá, en su totalidad, su participación en los bloques A-10 y TM-01 a Jaguar y Pantera, respectivamente.

Producción de reservas de petróleo y gas

Reservas

La información incluida en este reporte anual respecto a las cantidades estimadas de Reservas Probadas se deriva de las estimaciones de las Reservas Probadas al 31 de diciembre de 2020. Las estimaciones de Reservas Probadas se derivan del reporte de fecha 1 de febrero de 2021, preparado por D&M, para nuestras concesiones ubicadas en Argentina, y el reporte de fecha 5 de febrero de 2021, preparado por NSI para nuestras concesiones ubicadas en México. Los Reportes de Reservas 2020 se incluyen como Anexo “B” y Anexo “C” al presente reporte anual. D&M y NSI son consultores independientes en evaluación de reservas. El Reporte de Reservas de 2020 preparado por D&M se realizó con base en la información proporcionada por nosotros y presenta una valuación al 31 de diciembre de 2020 de las reservas de petróleo y gas ubicadas en Entre Lomas Río Negro, Entre Lomas Neuquén, Bajada del Palo Oeste, Bajada de Palo Este, Charco del Palenque, Jarilla Quemada, Coirón Amargo Norte, Coirón Amargo Sur Oeste, Acambuco, Jagüel de los Machos y 25 de Mayo-Medanito en Argentina. El Reporte de Reservas de 2020 preparado por NSI se realizó con base en la información proporcionada por nosotros y presenta una valuación al 31 de diciembre de 2020 de nuestras de petróleo y gas ubicadas en los bloques CS-01 y A-10 en México.

Consideramos que las estimaciones de nuestros evaluadores 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.

Los precios del petróleo crudo utilizados para determinar las reservas probadas en Argentina fueron el precio promedio durante los periodos de 12 meses anteriores por los periodos terminados el 31 de diciembre de 2020 y 31 de diciembre de 2019, 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 Auditados.

Los precios del petróleo crudo y el gas utilizados para determinar las reservas probadas en México se basan en el promedio aritmético no ponderado del precio del primer día del mes para cada mes por el periodo comprendido entre enero y diciembre 2020. Para los volúmenes de petróleo, el precio medio de contado de West Texas Intermediate por barril se ajusta dependiendo de la calidad, tarifas y diferencias de mercado. Para los volúmenes de gas, el precio promedio de Henry Hub spot por MMBTU se ajusta por campo conforme al contenido de energía, las tarifas y los diferenciales de mercado. Todos los precios se mantienen constantes a lo largo de vidas de las propiedades.

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 y México al 31 de diciembre de 2020. 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, Río Negro, Entre Lomas Nequén, Bajada del Palo Oeste, Bajada del Palo Este, Charco del Palenque, Jarilla Quemada, Jagüel de los Machos y 25 de Mayo-Medanito; 50% en CS-01, TM-01 y A-10, 96.8% en Coirón Amargo Norte, 10% en Coirón Amargo Sur Oeste y 1.5% en Acambuco.

	Petróleo Crudo condensado y NGL⁽¹⁾ (MMbbl)	Consumo más ventas⁽²⁾ de gas natural	Reservas totales (MMboe)	% de petróleo
Probadas desarrolladas en participación	37.8	86.8	53.3	71%
Probadas no desarrolladas en participación	61.8	73.9	74.9	82%
Total Probados en participación	99.6	160.7	128.1	78%

Es posible que los totales no sumen debido a factores de redondeo.

(1) 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 2% y 1% de nuestras reservas probadas desarrolladas y no desarrolladas al 31 de diciembre de 2020 y 31 de diciembre de 2019, respectivamente.

(2) El consumo de gas natural representó el 14% del total de reservas de gas natural (consumo más ventas de gas natural) al 31 de diciembre de 2020 y el 16% al 31 de diciembre de 2019.

Al 31 de diciembre de 2020, las reservas probadas de petróleo y gas de los activos que tenemos (tanto desarrolladas como no desarrolladas) ascendían a un total de 128.1 MMboe (compuestas por 99.6 MMbbl de petróleo condensado y NGL, y 160.7 Bncf o 28.5 MMboe de gas). Las reservas probadas no desarrolladas totales de petróleo crudo, condensado y NGL representaban el 48% de las reservas probadas totales.

Total Probadas Desarrolladas			Total Probadas No Desarrolladas			Total Probadas		
Petróleo crudo condensado o y NGL(1)	Consumo más ventas de	Total de reservas probadas	Petróleo crudo condensa do y NGL	Consumo más venta de gas natural	Total de reservas probadas no desarrollada	Petróleo crudo condens	Consumo más ventas de	Total de reservas probadas desarrolla

	(MMbbl)(1)	gas natural((2)	desarrolladas de petróleo y gas			s de petróleo y gas	ado y NGL	gas natural	das de petróleo y gas
		(Mmboe)	(MMboe)	(MMbbl)	(Mmboe)	(MMboe)	(MMbbl)	(Mmboe)	(MMboe)
Bajada del Palo Oeste Conventional	3.4	4.2	7.6	0.3	2.2	2.5	3.7	6.4	10.1
Bajada del Palo Oeste Shale	15.2	2.8	18.0	60.0	10.7	70.8	75.2	13.6	88.8
Bajada del Palo Oeste Total	18.6	7.0	25.6	60.3	13.0	73.3	78.9	20.0	98.9
Bajada del Palo Este	1.2	1.0	2.2	—	—	—	1.2	1.0	2.2
Coirón Amargo Norte	0.8	0.2	1.0	—	—	—	0.8	0.2	1.0
Charco del Palenque	1.0	0.2	1.2	—	—	—	1.0	0.2	1.2
Jarilla Quemada	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Entre Lomas Río Negro	5.4	4.2	9.6	—	—	—	5.4	4.2	9.6
Entre Lomas Neuquén	1.8	1.0	2.8	—	—	—	1.8	1.0	2.8
Jaguel de los Machos	3.7	1.0	4.7	—	—	—	3.7	1.0	4.7
25 de Mayo-Medanito SE	5.0	0.3	5.3	0.2	—	0.2	5.2	0.3	5.5
Coirón Amargo Suroeste	0.1	—	0.1	1.2	0.2	1.4	1.3	0.2	1.5
Acambuco	—	0.4	0.4	—	—	—	—	0.4	0.4
CS-01	0.2	—	0.2	—	—	—	0.2	—	0.2
A-10	—	0.1	0.1	—	—	—	—	0.1	0.1
Total	37.8	15.5	53.3	61.7	13.2	74.9	99.5	28.6	128.1

(1) 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 2% y 1% de nuestras reservas probadas desarrolladas y no desarrolladas al 31 de diciembre de 2020 y 31 de diciembre de 2019, respectivamente.

(2) El consumo de gas natural representó el 14% del total de reservas de gas natural (consumo más ventas de gas natural) al 31 de diciembre de 2020 y el 16% al 31 de diciembre de 2019.

Cambios en nuestras reservas probadas y no desarrolladas durante 2020

A 31 de diciembre de 2020, teníamos un volumen estimado de reservas probadas no desarrolladas de 74.9 millones de barriles equivalentes de petróleo (MMboe), que representaban aproximadamente el 58.5% del total de 128.1 MMboe de reservas probadas comunicadas a dicha fecha. Esto se compara con las reservas probadas no desarrolladas estimadas de 52.1 MMboe a 31 de diciembre de 2019.

El aumento total de 22.8 MMboe en reservas probadas no desarrolladas durante 2020 fue atribuible a:

- Un aumento de 29.4 MMboe en la categoría de ampliaciones y descubrimientos, impulsado por la extensión de la superficie probada debido a los resultados de nuestro proyecto de Bajada del Palo Oeste, en el que, tras la finalización y conexión de los tres *pads* de 4 pozos, se añadieron a la categoría de probados no desarrollados un total de 29.4MMboe correspondientes a 26 nuevas locaciones de pozos (seis *pads* de 4 y un *pad* de 2 pozos); y
- Un aumento de 1.9 MMboe debido a las revisiones de las estimaciones anteriores. El aumento de 1.9 millones de barriles equivalentes de petróleo (MMboe) reportado como atribuible a

revisiones de estimaciones previas es principalmente impulsado por un aumento de 5.9 MMboe debido a las revisiones del rendimiento de las estimaciones anteriores asociadas al aumento del tipo de pozo para el yacimiento no convencional de Vaca Muerta, reserva en la concesión Bajada del Palo Oeste debido a lo observado en los *pads* perforados durante 2020. Este aumento se vio parcialmente compensado por un descenso de 3,4 MMboe debido a cambios en el plan de desarrollo asociado que se tradujo en la eliminación de tres localizaciones de pozos dirigidos al Lotena en la concesión Bajada del Palo Oeste, cuatro pozos en el Charco del Palenque, entre Lomas Río Negro, un pozo en la concesión Jaguel de los Machos y tres pozos en la concesión 25 de Mayo-Medanito Sudeste. Además, el aumento se vio compensado por una disminución de 0,6 MMboe debido a la revisión de los precios de las materias primas.

Lo anterior fue parcialmente compensado por:

- Una disminución de 8.5 MMboe, que fueron re categorizadas como reservas probadas desarrolladas, como resultado de perforación y la conexión de dos *pads* no desarrolladas de 4 pozos que apuntan al yacimiento no convencional de Vaca Muerta, en la concesión de Bajada del Palo Oeste.

Durante 2020, invertimos US\$70.6 millones para convertir las reservas probadas no desarrolladas en reservas probadas desarrolladas, de los cuales US\$68.3 millones corresponden a actividades de perforación, terminación y conexión de 8 nuevos pozos, y US\$2.4 millones corresponden a inversiones en capacidad de tratamiento y transporte de petróleo y gas. Durante 2019, hemos invertido US\$80.7 millones para convertir las reservas probadas no desarrolladas en reservas probadas desarrolladas, de los cuales US\$61.2 millones corresponden a las actividades de perforación, terminación y conexión de 18 nuevos pozos, y US\$19.5 millones corresponden a inversiones en de tratamiento y transporte de petróleo y gas.

Tenemos previsto poner en producción el 100% de nuestras reservas probadas no desarrolladas a finales de 2020 mediante actividades que se llevarán a cabo en los cinco años siguientes a la publicación inicial.

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, podrían llegar a existir diferencias entre las estimaciones preparadas a nivel interno y las preparadas por un ingeniero independiente capacitado en reservas. Si bien dichas diferencias se discutieron en las reuniones técnicas, los reportes incluyen cifras estimadas por nuestro ingeniero independiente capacitado en reservas. Una vez que este proceso esté completado, el ingeniero independiente capacitado en reservas enviará una copia preliminar del reporte de reservas a nuestros directivos relevantes, quienes actuarán 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 2020, fue certificada por D&M, una firma independiente. D&M 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 ochenta años. Vista solicitó que D&M preparara un reporte, mismo que fue emitido el 1 de febrero, 2021 y cubre las reservas al 31 de diciembre de 2020 de los activos que poseemos en Argentina. Para el año terminado el 31 de diciembre de 2020, la persona técnica de la empresa de ingeniería externa que supervisó la preparación de las estimaciones de reservas presentadas en nuestra presentación para Argentina fue el Sr. Federico Dordoni.

Las estimaciones de reservas que aquí se muestran han sido evaluadas independientemente por NSI, una subsidiaria de Netherland, Sewell, & Associates Inc. ("NSAI"), líder mundial en el análisis de propiedades del petróleo para la industria y las organizaciones financieras y agencias gubernamentales. El NSAI fue fundado en 1961 y realiza servicios de consultoría en ingeniería petrolera bajo el *Texas Board of Professional Engineers Registration No. F-2699*. Dentro del NSAI, los técnicos principalmente responsables de preparar las estimaciones establecidas en el informe de reservas del NSAI que se adjunta al presente reporte anual son el Sr. Joseph Wolfe y el Sr. Philip Hodgson. El Sr. Wolfe, Ingeniero Profesional con estudios en el estado de Texas (No° 116170), ha estado practicando la consultoría de ingeniería petrolera en el NSAI desde el 2013 y tiene más de 6 años de experiencia en la industria. El Sr. Hodgson, Geocientífico Profesional con estudios en el estado de Texas, Geología (No. 1314), ha ejercido como consultor en geociencias del petróleo en el NSAI desde 1998 y tiene más de 15 años de experiencia previa en la industria. Ambos directores técnicos cumplen o superan los requisitos de educación, capacitación y experiencia establecidos en los *Standards Pertaining to the Estimating and Auditing of Oil and Gas Reserves Information* emitidos por la Sociedad de Ingenieros Petroleros; ambos son competentes en la aplicación juiciosa de las prácticas estándar de la industria a la ingeniería y evaluaciones geocientíficas, así como la aplicación de las definiciones y lineamientos de la SEC y de otras reservas de

la industria. Vista solicitó que NSI preparara un reporte, mismo que fue emitido el 5 de febrero 2021 y cubre las reservas al 31 de diciembre de 2020 de los activos que poseemos en México.

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 2020 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 diciembre de 2020, 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	830,954	520,379	98,753	80,052	732,200	440,327
México	127,235	63,617	16,803	8,402	110,431	55,216
Montos aproximados						

Pozos productivos

La siguiente tabla muestra nuestro total de pozos productivos bruto y neto en Argentina y México al 31 de diciembre de 2020. La tabla incluye el total de pozos productivos bruto y neto de nuestras subsidiarias, operaciones conjuntas y asociaciones. No perforamos pozos de exploración durante el 2020. De los 12 pozos de desarrollo completados durante el 2020, ninguno de ellos estaba seco.

	Petróleo		Gas		Total pozos	
	Bruto	Neto	Bruto	Neto	Bruto	Neto
Argentina.....	951	936	77	71	1,028	1,008
México.....	6	3	2	1	8	4

Las tablas muestran cantidades aproximadas.

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 diciembre de 2020. Para más información sobre nuestras actividades actuales, véase la sección *INFORMACIÓN DE LA COMPAÑÍA - Actividades de perforación* de este reporte anual.

<i>Pozos de petróleo</i>	Pozos en proceso de perforación o terminación activa en Argentina		Pozos en proceso de perforación o terminación activa en México	
	Bruto	Neto	Bruto	Neto
Bruto	12		0	
Neto	12		0	
<i>Pozos de gas</i>				
Bruto	0		0	
Neto	0		0	

Producción

Las siguientes tablas muestra la información de los volúmenes de la producción de gas natural en Argentina por el año terminado el 31 de diciembre de 2020, 31 de diciembre 2019 y 31 de diciembre 2018.

Bloque	Producción neta promedio por el año terminado el 31 de diciembre de 2020		Producción neta promedio por el año terminado el 31 de diciembre de 2019		Participación	Operador
	Petróleo ⁽¹⁾ (en miles de barriles)	Gas Natural ⁽²⁾ (en millones de pies cúbicos)	Petróleo ⁽¹⁾ (en miles de barriles)	Gas Natural ⁽²⁾ (en millones de pies cúbicos)		
Cuenca Neuquina						
Bajada del Palo Oeste	3,055.3	7,675.4	1,993.0	8,792.6	100%	Vista
Entre Lomas Río Negro	985.2	3,244.0	1,219.5	4,552.3	100%	Vista
JDM	939.4	1,743.9	1,186.9	2,160.3	100%	Vista
25 de Mayo-Medanito	938.1	321.5	1,218.0	404.1	100%	Vista
Entre Lomas Neuquén	351.0	466.1	486.7	1,872.4	100%	Vista
Bajada del Palo Este	158.8	1,003.1	212.8	1,515.1	100%	Vista
Coirón Amargo Norte	94.6	73.6	81.2	70.9	84.62%	Vista
Jarilla Quemada ⁽³⁾	70.6	570.3	117.1	690.2	100%	Vista
Coirón Amargo Sur Oeste	30.9	20.8	56.9	39.9	10%	Shell
Águila Mora	18.0	-	13.5	-	90%	Vista
Charco del Palenque	-	-	-	-	100%	Vista
Cuenca Golfo San Jorge						
Sur Río Deseado Este	-	-	-	-	16.95%	Alianza Petrolera
Cuenca Noroeste						
Acambuco	8.6	314.0	8.5	344.4	1.5%	Pan American Energy

(1) La producción de petróleo se compone de la producción de petróleo crudo, condensado y gasolina natural.

(2) La producción de gas natural excluye el consumo de gas natural.

(3) Consolida la información tanto de Jarilla Quemada como del Charco del Palenque.

Bloque	Producción neta promedio por el periodo de 9 meses terminado el 31 de diciembre de 2018		Participación	Operador
	Petróleo ⁽¹⁾ (en miles de barriles)	Gas Natural ⁽²⁾ (en millones de pies cúbicos)		

Cuenca Neuquina				
Bajada del Palo Oeste	450.3	7,336.1	100%	Vista
Entre Lomas Río Negro	1,383.3	4,721.7	100%	Vista
JDM	1,134.0	2,117.4	100%	Vista
25 de Mayo-Medanito	1,362.0	671.4	100%	Vista
Entre Lomas Neuquén	433.2	647.3	100%	Vista
Bajada del Palo Este	232.0	1,610.4	100%	Vista
Coirón Amargo Norte	102.8	84.4	84.62%	Vista
Jarilla Quemada ⁽³⁾	157.1	938.4	100%	Vista
Coirón Amargo Sur Oeste	75.5	53.3	10%	Shell
Águila Mora	0	0	90%	Vista
Charco del Palenque	—	—	100%	Vista
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.

(2) La producción de gas natural excluye el consumo de gas natural.

(3) Consolida la información tanto de Jarilla Quemada como del Charco del Palenque.

Actividades de perforación

A la fecha de este reporte anual todas nuestras actividades de perforación estaban concentradas en Argentina.

Durante el año terminado el 31 de diciembre de 2020, realizamos inversiones de capital en nuestro desarrollo de *shale* en Vaca Muerta. Durante el año terminado el 31 de diciembre de 2020, invertimos US\$199.0 millones, de los cuales US\$177.1 millones corresponden a las actividades de perforación y completación en nuestro desarrollo Vaca Muerta en Bajada del Palo Oeste, donde completamos nuestros 4 *pads* #3, #4 y #5, pozos y perforamos nuestros *pads* #6 y #7 y realizamos 1 reparación, los restantes US\$21.8 millones de Dólares corresponden a la construcción de instalaciones asociadas, estudios y los gastos de capital de la concesión CASO. Durante el año terminado el 31 de diciembre de 2019, invertimos US\$150.2 millones, de los cuales US\$117.7 millones corresponden a las actividades de perforación y completación en nuestro desarrollo Vaca Muerta en Bajada del Palo Oeste, donde completamos nuestro primer dos *pads* de 4 pozos y perforamos el tercero y realizamos una reparación, US\$30.0 millones de Dólares corresponden a la construcción de instalaciones asociadas y otras, y US\$2.5 millones para el bloque CASO. Durante el Periodo Posterior a la Combinación Inicial de Negocios 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. El total de inversiones de capital durante el año terminado el 31 de diciembre de 2020 ascendió

a US\$223.9 millones, de los cuales el 99 % se invirtió en nuestros activos en Argentina, mientras que total de inversiones de capital durante el año terminado el 31 de diciembre de 2019 ascendió a US\$224.1 millones, de los cuales el 99% se invirtió en nuestros activos en Argentina.

Durante el año terminado el 31 de diciembre de 2020, los gastos de capital en perforaciones convencionales y actividades de reparación ascendieron a US\$4.8 millones, que corresponde principalmente a la perforación de 4 pozos convencionales conectados durante el primer trimestre de 2021, y el total de gastos de capital relacionados con la producción convencional en instalaciones asociadas, estudios y otros ascendió a US\$20.1 millones, lo que dio lugar a un total de gastos de capital convencionales de US\$24.9 millones durante 2020.

Las siguientes tablas muestran el número de pozos perforados en cada uno de los tres últimos años, por tipo (de desarrollo o de exploración) y productividad (productivos o secos).

Argentina						
Por el año terminado el 31 de diciembre de	Pozos de desarrollo de petróleo - Productivos	Pozos de desarrollo de gas - Productivos	Pozos de desarrollo de petróleo - Secos	Pozos de desarrollo de gas - Productivos	Pozos de exploración - Productivos	Pozos de exploración - Secos
2018	17	3	0	0	0	0
2019	20	5	2	0	1	0
2020	24	0	0	0	0	0

México ⁽¹⁾						
Por el año terminado el 31 de diciembre de	Pozos de desarrollo de petróleo - Productivos	Pozos de desarrollo de gas - Productivos	Pozos de desarrollo de petróleo - Secos	Pozos de desarrollo de gas - Productivos	Pozos de exploración - Productivos	Pozos de exploración - Secos
2018	-	-	-	-	-	-
2019	0	0	0	0	0	0
2020	0	0	0	0	0	0

(1) Las operaciones en México comenzaron en 2019.

Compromisos de entrega

A la fecha de este reporte anual 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 “*INFORMACIÓN DE LA COMPAÑÍA – 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 diciembre de 2020 el 51% de nuestra producción de petróleo estaba sujeta a compromisos de entrega mensual. De acuerdo con nuestras estimaciones, al 31 de diciembre de 2020 nuestra

producción propia era suficiente para cumplir con nuestros compromisos contractuales de entrega, que no se prorrogaban más allá del 31 de diciembre de 2020.

Tratándose del gas natural, en abril 2020 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 30% 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 (“One Team Contracts”) 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 integrar nuestro equipo operativo con el equipo de servicios de nuestros proveedores, 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.

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 dos oleoductos y gasoductos, 29 baterías distribuidas a lo largo de los bloques, 2 plantas de tratamiento de petróleo, 2 plantas de tratamiento de agua, 11 plantas de compresión

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 65%; (ii) una planta de tratamiento de petróleo crudo, la cual cuenta con una capacidad de 31,000 bbl/d y una capacidad ociosa de aproximadamente el 5%; y (iii) una planta de tratamiento de agua con capacidad existente de aproximadamente 80,000 bbl/d y una capacidad ociosa de aproximadamente 20%.

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 75%; y (ii) una planta de tratamiento de agua con capacidad existente de aproximadamente 70,000 bbl/d con una capacidad ociosa de aproximadamente 60%. La producción de gas se capta y entrega a la planta de procesamiento de gas de Medanito S.A., donde es endulzada y procesada.

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 “*INFORMACIÓN DE LA COMPAÑÍA - 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 vendió a refinerías nacionales y se exportó durante 2020, en comparación con el año 2019, en el que el producto de petróleo crudo fue principalmente vendido principalmente a refinerías en el mercado local. Nuestros principales clientes domésticos son Raizen y Trafigura, que durante año terminado el 31 de diciembre de 2020, el año terminado el 31 de diciembre de 2019 y el Periodo Posterior a la Combinación Inicial de Negocios, los cuales combinados representaron el 55%, y el 98% de nuestro total de ingresos por la venta de petróleo, respectivamente. 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. Jaguar celebró un contrato de compraventa de gas y de petróleo con Pemex cubriendo los tres bloques en los que tenemos una participación en México. De conformidad con este contrato de compraventa, Jaguar (como operador de los bloques TM-01 y A-10), vende el 100% de la producción a Pemex y cobran a Vista Holding II un porcentaje sobre dicha

venta. Para mayor información, favor de referirse a la sección “*PANORAMA DE LA INDUSTRIA Y REGULATORIO - Panorama de la industria del petróleo y gas en México*”.

Vista (como operador del bloque CS-01), vende el 100% de la producción a Pemex y Jaguar paga a Vista Holding II un porcentaje sobre dicha venta.

Mercados de gas natural y NGL

En Argentina hemos establecido una cartera de clientes diversificada para nuestro gas natural. Nuestros principales clientes en el 2020 y 2019 fueron empresas industriales, representando el 52% y 55% 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. En México, todo nuestro petróleo se vende a Pemex.

Con respecto a 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.

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. Al 31 de diciembre de 2020 no tenemos solicitudes de registro de marcas ni patentes en trámite. Para mayor información, ver “*PANORAMA DE LA INDUSTRIA Y REGULATORIO – Investigación y desarrollo, patentes y licencias, etc.*”

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 reporte anual, 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 – Riesgos relacionados con nuestro negocio e industria*” de este reporte anual.

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.

La importancia de la Sostenibilidad

Los principales objetivos de nuestra estrategia de desarrollo sostenible son llevar a cabo nuestra actividad de forma que promueva (i) el crecimiento económico, (ii) un medio ambiente sano y (iii) un

impacto positivo en la comunidad. Creemos que este enfoque nos permitirá aportar valor a largo plazo a nuestros accionistas y partes interesadas.

Durante 2020, anunciamos nuestro apoyo a los Diez Principios del Pacto Mundial de las Naciones Unidas. Nos comprometemos a demostrar que nuestra estrategia, cultura y operaciones diarias contribuirán a los Objetivos de Desarrollo Sostenible del Pacto Mundial de las Naciones Unidas. Además, apoyamos las disposiciones de los Principios de Empoderamiento de la Mujer difundidos por la Entidad de las Naciones Unidas para la Igualdad de Género.

Vista es una empresa joven con espíritu emprendedor, construida sobre activos con un historial de décadas de operaciones fiables. Desde nuestros inicios nos hemos comprometido a alcanzar nuestros objetivos de sostenibilidad y a animar a nuestros empleados y contratistas a comprometerse con los objetivos de sostenibilidad. La sostenibilidad es vital para nuestra estrategia empresarial y creemos que contamos con el personal, los procesos y los compromisos necesarios para contribuir a los esfuerzos por contribuir a los esfuerzos por aliviar los complejos retos energéticos y medioambientales de hoy y de mañana.

Hemos publicado nuestro primer informe de sostenibilidad a finales de abril de 2021. Dicho informe se alinea con las expectativas y lineamientos de la Global Reporting Initiative (GRI) y del Sustainability Accounting Standards Board (SASB). Nos basamos en la GRI como norma principal de divulgación para la cobertura exhaustiva de los factores ASG y en la SASB para los temas ASG específicos de la industria más relevantes para nuestro rendimiento financiero y la creación de valor a largo plazo.

Si desea consultar la versión completa de nuestro Informe de Sostenibilidad, visite nuestro sitio web <http://www.vistaoilandgas.com/sustentabilidad/>. La información contenida en nuestro sitio web, o accesible a través de él, no se incorpora por referencia a este reporte anual ni se considera parte de él.

Asuntos normativos generales

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.

Política ambiental

Nuestra política de salud, seguridad y medio ambiente demuestra nuestro compromiso con el cuidado del medio ambiente como un pilar integral de nuestras operaciones, incluyendo, y sin limitarse a ello, las adquisiciones y el diseño del proyecto a través de la construcción, la operación y el cese. La política de HSE (por las siglas en inglés de salud, seguridad y medioambiente) consta de diez principios, que incluyen, entre otros, la responsabilidad, la gestión de riesgos, la gestión de eventos imprevistos, la concienciación de la comunidad y la preparación para emergencias. También refuerza nuestro compromiso con los controles y procedimientos operativos que promueven operaciones eficientes y respetuosas con el medio ambiente. Reconociendo que nuestra capacidad para llevar a cabo negocios en la cuenca del Neuquina es un privilegio -donde hemos construido una posición de acres de alta calidad y una base de activos de primera clase- nos hemos esforzado por ser buenos administradores del aire, el agua y la tierra donde operamos.

Aunque el mundo está migrando a una economía con menos emisiones de carbono, creemos que el desarrollo y la producción de petróleo y gas seguirán siendo un componente clave del suministro energético mundial en un futuro próximo. También creemos que estamos bien posicionados para desempeñar un papel importante en la satisfacción de la demanda energética mundial de forma eficiente, segura y de manera eficiente, segura y responsable con el medio ambiente. Centramos nuestras operaciones en la cuenca Neuquina, que cuenta con una importante infraestructura que nos permite llevar las reservas al mercado de manera más eficiente y económica. Una de las formas en que contribuimos a la transición energética es a través de la flexibilidad de nuestra base de activos, centrándonos en activos de bajo costo y alta eficiencia que pueden producir en el corto plazo. Por lo tanto, creemos que el petróleo y el gas natural que producimos seguirán estando entre las fuentes de energía más fiables, asequibles, versátiles y escalables para los consumidores, complementando el suministro de otras fuentes de energía para satisfacer la demanda mundial. Creemos que estamos bien preparados para adaptarnos al cambiante panorama de la industria del petróleo y el gas. Nos comprometemos a liderar la transición energética, con el objetivo de convertirnos en una empresa energética fiable, de bajo coste y baja en carbono.

Nuestra norma de gestión medioambiental indica cómo gestionar las emisiones atmosféricas de nuestras operaciones, incluidos los GEI, en consonancia con las iniciativas mundiales sobre el cambio climático. Nuestros principios rectores incluyen

- Identificación y cumplimiento de todos los requisitos legales aplicables;
- Inventario de los procesos que liberan GEI basado en normas internacionales de cálculo, clasificación, evaluación y presentación de informes;
- Reducción de los escapes resultantes de las operaciones de producción;
- Control de la calidad del aire y de las emisiones atmosféricas;
- Identificación y control de las emisiones fugitivas; y
- Inventario y notificación anual de las emisiones de GEI de alcance 1 y 2.

Hemos definido nuestra estrategia corporativa, que se divide en dos fases, para reducir el posible impacto negativo de nuestras operaciones. La fase 1 incluye la determinación de nuestra línea base de referencia de emisiones de GEI. Según este estudio, nuestras emisiones de GEI de Alcance 1 y Alcance

2 fueron de 446.392 toneladas de CO2 equivalente en 2019 y 416.700 toneladas de CO2 equivalente en 2020. La fase 2 es un plan de notificación y reducción de las emisiones de GEI. Esto incluye preparar un sólido plan de acción plurianual para reducir las emisiones de GEI, que implicará la mejora de nuestras instalaciones y la introducción de nuevas tecnologías.

Política de salud y seguridad

La implementación de procedimientos adicionales de seguridad en nuestras operaciones con el objeto de ser consistentes con nuestra Política—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.

Nuestro sistema de gestión de la seguridad se aplica siguiendo un marco de Sistema de Gestión Operativa (SMG) y abarca a todos nuestros empleados y contratistas que trabajan en nuestras oficinas, campos y prestación de servicios. El SMG fue diseñado sobre la base de las prácticas recomendadas para la industria del petróleo y el gas y de acuerdo con las directrices de la IOGP y la IPIECA

Al 31 de diciembre de 2020, en el periodo de 12 meses, nuestro Índice Total de Incidentes Registrables (“TRIR”, por sus siglas en inglés) ha mejorado en un 70% en comparación con nuestro TRIR al 31 de diciembre de 2019. En el 2020, nuestro TRIR fue de 0.38 (con base en un rango de 2.62 millones de horas de trabajo) comparado con 1.25 (con base en un rango de 3.21 millones de horas de trabajo) al 31 de diciembre de 2019. El TRIR por el periodo de nueve meses terminado el 31 de diciembre de 2018, correspondiente a nuestras operaciones, fue de 3.24. Durante los años terminados el 31 de diciembre de 2018, 31 de diciembre de 2019 y 31 de diciembre de 2020, no registramos ningún fallecimiento debido a accidentes de trabajo en nuestros espacios.

Comunidades

En Vista, abrazamos a las comunidades en las que operamos. Como parte de nuestro compromiso continuo con desarrollo sostenible, fomentamos el desarrollo económico local y buscamos crear beneficios significativos a largo plazo en las comunidades en las que operamos. Nuestras iniciativas comunitarias se basan en cuatro pilares: apoyo institucional, educación y formación, bienestar y deportes y ayuda de emergencia. Estas actividades se enmarcan en un enfoque que define la forma en que interactuamos y nos comprometemos con los diferentes grupos de interés.

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 atractivo para los inversionistas debido a la escala de sus recursos. Algunas tendencias recientes de inversión incluyen: el desarrollo continuo y exitoso de Vaca Muerta en Argentina como la formación bajo desarrollo de gran escala de yacimientos no convencionales, más grande, fuera de Norte América; las mejoras en materia de seguridad en Colombia, 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, el 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.

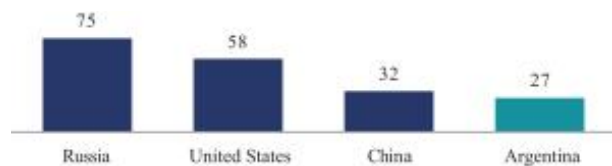
En América Latina, la competencia por los activos E&P sigue siendo baja en comparación con otras regiones del mundo, particularmente versus Estados Unidos, lo cual genera menores costos de adquisición. Lo dicho se ve reflejado en un menor costo de adquisición de reservas probadas y por acre (específico 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

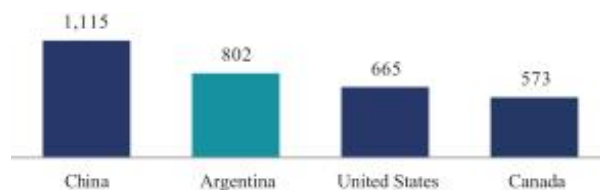
Introducción

A diciembre de 2020, Argentina era el cuarto mayor productor de crudo y el mayor productor de gas natural en América Latina, basado en el *BP Statistical Review of World Energy* de 2020. En términos de reservas de hidrocarburos, según información de la Secretaría de Energía de Argentina, al 31 de diciembre de 2019, el país tenía Reservas Probadas Desarrolladas y No Desarrolladas de gas natural por aproximadamente 14.1 billones de pies cúbicos ("Tcf") y 2.6 Bnbl de petróleo, mientras que las reservas totales probadas, probables y posibles eran de 26.6 Tcf y 4.2 Bnbl respectivamente. Adicionalmente, Argentina es el cuarto país del mundo con más recursos prospectivos de petróleo y el segundo país con más recursos prospectivos de gas proveniente de yacimientos no convencionales, con un estimado de 27 Bnbl y 802 Tcf respectivamente, al 31 de diciembre de 2017, siendo el país con más bloques produciendo de manera comercial fuera de Norteamérica.

Recursos Mundiales de Petróleo No Convencional (Bnboe)



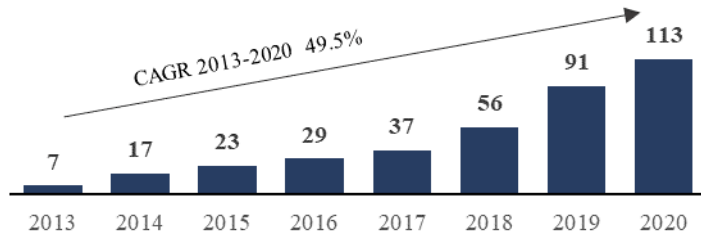
Recursos Mundiales de Gas No Convencional (Tcf)



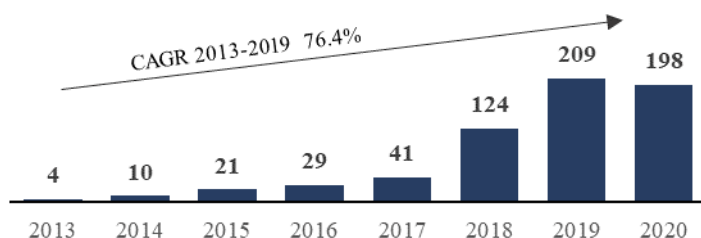
Fuente: *ARI (2013). World Shale Gas and Shale Oil Resource Assessment, junio de 2013.*

Si bien la producción de hidrocarburos en Argentina ha disminuido durante los últimos años, el auge en la explotación de recursos *shale* 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 de 49.5% desde 2013 hasta 2020. Además, la producción de gas no convencional aumentó a una tasa compuesta anual promedio de 76.4% entre 2013 y 2020 aunque, la producción de gas *shale* en 2020 disminuyó un 5,1% en comparación con 2019.

Producción promedio de petróleo no convencional 2013-2020 (Mboe/d)



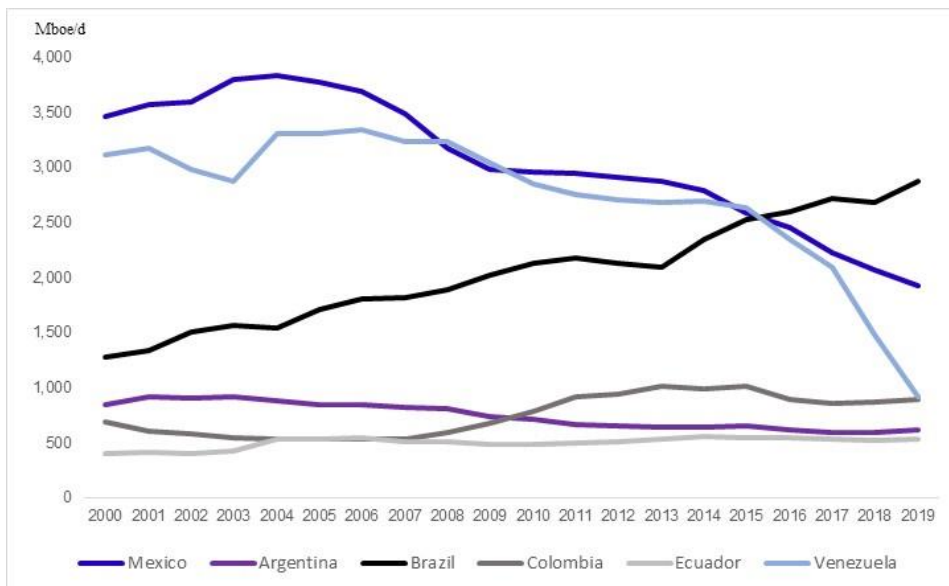
Producción promedio de gas natural no convencional 2013-2020 (Mboe/d)



Fuente: Secretaría de Gobierno de Energía de Argentina.

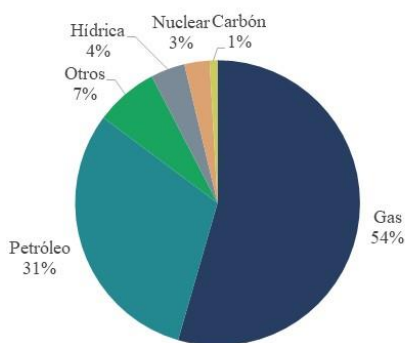
Argentina tiene un alto nivel de dependencia sobre los hidrocarburos que produce, ya que éstos representan aproximadamente el 85% de la fuente de energía primaria del país. Esta dependencia sobre los hidrocarburos es mayor en comparación a otros países de la región (América Latina y el Caribe), donde 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 de *shale* podría tener un impacto positivo en la balanza comercial del país. El aumento de la producción nacional de petróleo y gas impediría que Argentina dependa del petróleo y gas importado, los cuales son costosos, y por lo tanto impulsaría el crecimiento económico del país.

Producción anual de petróleo por país:

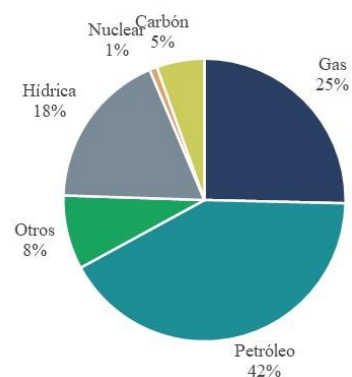


Fuente: Revisión estadística de la energía mundial de BP.

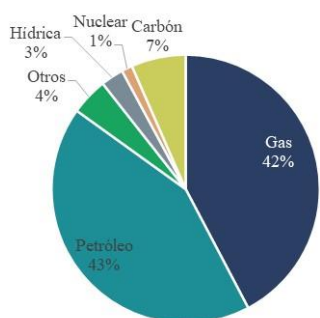
Fuentes de energía primaria al 2019 de Argentina



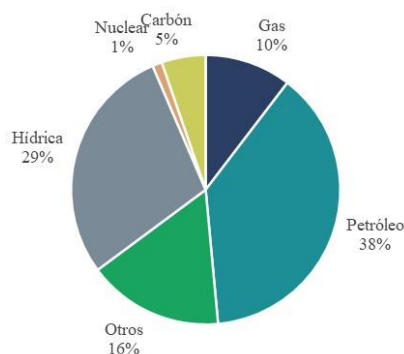
Fuentes de energía primaria al 2018 de Sur y Centro América y México



Fuentes de energía primaria al 2019 de México



Fuentes de energía primaria al 2019 de Brasil



Fuente: Secretaría de Gobierno de Energía de Argentina y el informe estadístico de BP sobre el mundo energético.

En 2020, la demanda de gas natural fue cubierta por la producción nacional y con las importaciones provenientes de Bolivia, que ascendieron a 0.19 Tcf (a un costo de US\$968.9 millones). Además, se importaron 0.07 Tcf de NGL (US\$224.5 millones) y 290.6 mil de metros cúbicos de diésel (US\$99.7 millones) para la generación de energía eléctrica. Debido al incremento en la producción de petróleo *shale* y la carga baja de compuesto que se utiliza para refinación, no fue necesario importar petróleo durante el 2020. Sin embargo, en 2020 se importaron 161.5 miles de millones de metros cúbicos de nafta y 1.3 millones de metros cúbicos de diésel (a un costo de US\$522.9 millones). Como resultado, las importaciones de energía alcanzaron los US\$2.64 millones, con exportaciones excediendo tal cantidad, alcanzando US\$3,593 millones, principalmente exportaciones de crudo. En 2019, la demanda de gas natural fue cubierta por la producción nacional y con las importaciones provenientes de Bolivia, que

ascendieron a 0.19 Tcf (a un costo de US\$1,266 millones). Además, se importaron 0.06 Tcf de NGL (US\$428 millones) y 152.7 mil de metros cúbicos de diésel (US\$78 millones) para la generación de energía eléctrica. Debido al incremento en la producción de petróleo shale y la carga baja de compuesto que se utiliza para refinación, no fue necesario importar petróleo durante el 2019. Sin embargo, en 2019 se importaron 0.5 millones de metros cúbicos de nafta y 2.1 millones de metros cúbicos de diésel (a un costo de US\$1,421 millones). Como resultado, las importaciones de energía alcanzaron los US\$4,446 millones, con exportaciones compensando parcialmente tal cantita, alcanzando US\$4,374 millones, principalmente exportaciones de crudo pesado.

Balanza Comercial de Energía 2008 - 2020 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.



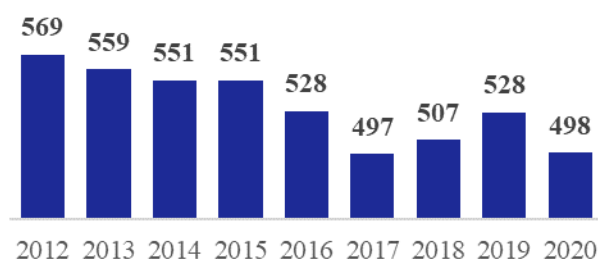
Fuente: Wood Mackenzie.

La cuenca del Golfo San Jorge está compuesta por un 83% de Reservas Probadas de petróleo, mientras que las cuencas Neuquina y Austral están compuestas por 61% y 91% 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 48% y 61% de la producción total de petróleo y gas, respectivamente.

Exploración y Producción de Petróleo

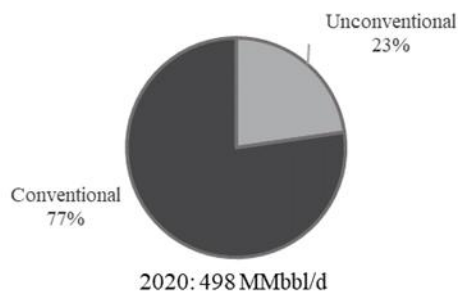
Durante 2020, la producción de petróleo y condensados promedió 498Mbb/d, lo cual representó 5.6% menos que la producción promedio de 2019, principalmente afectados por la pandemia de COVID-19 y representando un 38% de la producción total nacional de hidrocarburos. Durante 2019, la producción de petróleo y condensados promedió 528 Mbb/d, lo cual representó 4.0% más que la producción promedio de 2018, representando un 37% de la producción total nacional de hidrocarburos.

Evolución de la producción de petróleo (Mbb/d)



Fuente: Secretaría de Gobierno de Energía de Argentina.

Desglose de la producción de petróleo en 2020



Fuente: Secretaría de Gobierno de Energía de Argentina. SESCO. Clasificación por operador

Durante el año finalizado el 31 de diciembre de 2020, el principal productor de petróleo de Argentina fue YPF con una participación de mercado del 45.8%, seguido de Pan American Energy (21.2%), Pluspetrol (5.2%), Vista (3.6%), Sinopec (3.1%) y Tecpetrol (2.8%).

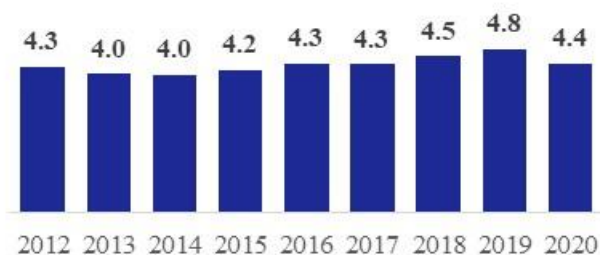
Durante el año finalizado el 31 de diciembre de 2019, el principal productor de petróleo de Argentina fue YPF con una participación de mercado del 46.3%, seguido de Pan American Energy (18.6%), Pluspetrol (5.2%), Sinopec (3.7%), Tecpetrol (3.1%) y Total Austral (2.5%).

Al 31 de diciembre de 2019, las Reservas Probadas de petróleo alcanzaron 2.4 Bnbb, la mayor proporción de Reservas Probadas de petróleo en la cuenca del Golfo San Jorge (61%), seguida por Neuquina (31%), Cuyana (4%), Austral (3%) y Noroeste (1%).

Exploración y Producción de Gas Natural

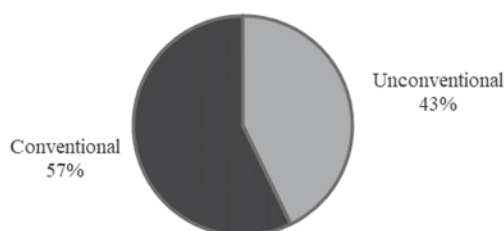
Durante el 2020, la producción de gas natural alcanzó 4.4 Bncf/d, 8.9% menos que la producción promedio de 2019 y representó el 62% de la producción total nacional. Durante el 2019, la producción de gas natural alcanzó 4.8 Bncf/d, 5.0% más que la producción promedio de 2018 y representó el 63% de la producción nacional de hidrocarburos.

Evolución de la producción de gas natural (Bncf/d)



Desglose de la producción de gas natural en 2020

Fuente: Secretaría de Gobierno de Energía de Argentina.



2020: 4.4 Bncf/d

Fuente: Secretaría de Gobierno de Energía de Argentina. SESCO. Clasificación por operador

Durante el año finalizado el 31 de diciembre de 2020, el principal productor de gas natural de Argentina fue YPF, con una participación de mercado del 27.4%, seguido de Total Austral (26.4%), Tecpetrol (11.1%), Pan American Energy (10.6%), Pampa Energía (4.9%) y Compañía General de Combustibles (4.1%).

Durante el año finalizado el 31 de diciembre de 2019, el principal productor de gas natural de Argentina fue YPF, con una participación de mercado del 30.5%, seguido de Total Austral (24.6%), Tecpetrol (12.2%), Pan American Energy (9.7%), Pampa Energía (4.3%) y Compañía General de Combustibles (4.1%).

Al 31 de diciembre de 2019, las Reservas Probadas de gas natural alcanzaron los 14.1 Tncf. Al 31 de diciembre de 2019, la cuenca con la mayor concentración de Reservas Probadas de gas natural fue la cuenca neuquina con un 61%, seguida de Austral (25%), Golfo San Jorge (11%) y Noroeste (3%).

Demanda y Consumo

En 2020, la demanda interna de gas natural alcanzó los 3.9 Bncf/d. El sector de generación de energía eléctrica impulsó la demanda con el 34.9% del gas consumido en el país, seguido del sector

industrial (31.3%), residencial (23.6%) y otros (10.2%). Durante 2020, para satisfacer la demanda de gas natural, se importaron 0.19 Tcf de gas natural de Bolivia, así como 0.07 de NGL y 291 mil metros cúbicos de diésel.

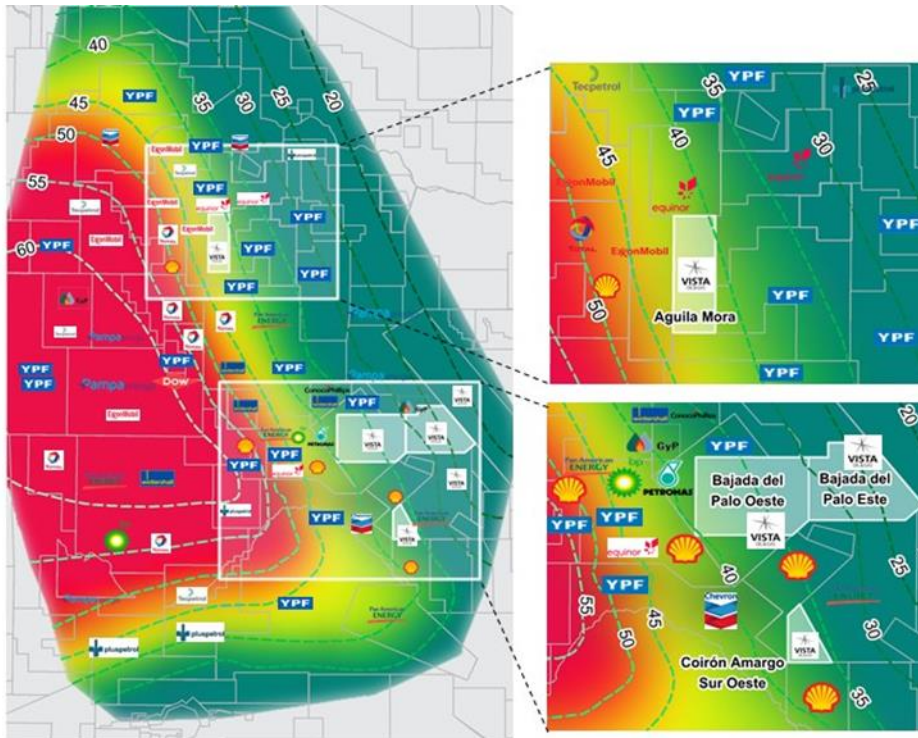
En 2019, la demanda interna de gas natural alcanzó los 4.2 Bncf/d. El sector de generación de energía eléctrica impulsó la demanda con el 34.8% del gas consumido en el país, seguido del sector industrial (31.7%), residencial (21.2%) y otros (12.4%). Durante 2019, para satisfacer la demanda de gas natural, se importaron 0.18 Tcf de gas natural de Bolivia, así como 0.06 de NGL y 152.7 mil metros cúbicos de diésel.

Panorama General de Vaca Muerta / Potencial Shale

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, Tecpetrol, Dow, YPF, Wintershall, BP, ConocoPhillips y CNOOC. La mayoría de estas compañías, que son titulares de concesiones cercanas a las nuestras, ya están invirtiendo en sus proyectos en pleno desarrollo, o en algunos casos están ejecutando proyectos piloto.

Distribución de la formación Vaca Muerta en la cuenca



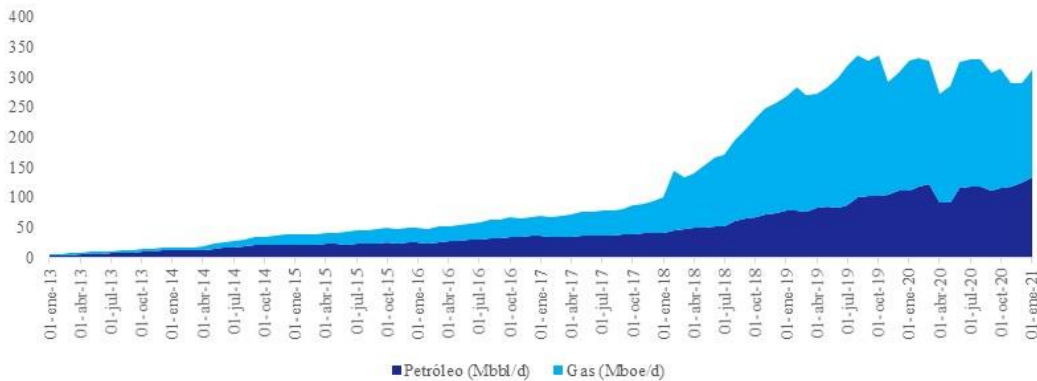
Contour lines numbers denote API degrees

Las líneas de contorno denotan los grados API

Fuente: Información de la empresa y artículos de prensa públicos.

La producción de petróleo y gas natural de Vaca Muerta alcanzó 313 Mboe/d en enero de 2021. La producción de petróleo *shale* fue impulsada principalmente por Loma Campana, La Amarga Chica, Bajada del Palo Oeste, Bandurria Sur y Sierras Blancas, que aportaron 97,4 Mbb/d y la producción de *shale* gas fue impulsada principalmente por Fortín de Piedra, Aguada Pichana Este, La Calera, Loma Campana y Rincón del Mangrullo, que aportaron 121,7 Mboe/d.

Producción bruta de petróleo de *shale* y gas (Mboe/d)



Fuente: Secretaria de Economía de Argentina.

Vaca Muerta presenta propiedades geológicas similares, 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") (%)	Espesor (m)	Presión del reservorio (psi/psie)
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 – 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

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 enero de 2021, la actividad de perforación se ha centrado históricamente en la concesión de Loma Campana operada por YPF en asociación con Chevron, con más de 630 pozos perforados de un total de 1,312 pozos perforados en Vaca Muerta. Vaca Muerta sigue evolucionando con un desarrollo que empieza a extenderse más allá del centro histórico de actividad a bloques adyacentes como El Orejano, Fortín de Piedra, La Amarga Chica, Aguada Pichana Este, Bajada del Palo Oeste y Bandurria Sur, que están incrementando su actividad de perforación con más de 330 pozos en producción.

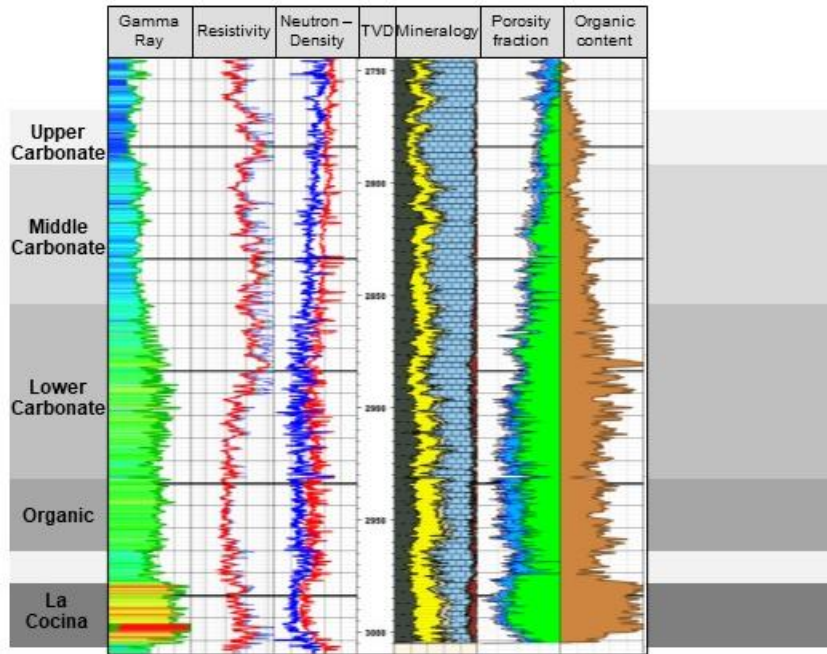
Total de pozos de *shale* terminados 1Q17-4Q20



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 alrededor de 1,300 pozos en Vaca Muerta en comparación con más de 33,000 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- La imagen no representa toda la zona de *shale* de Vaca Muerta.

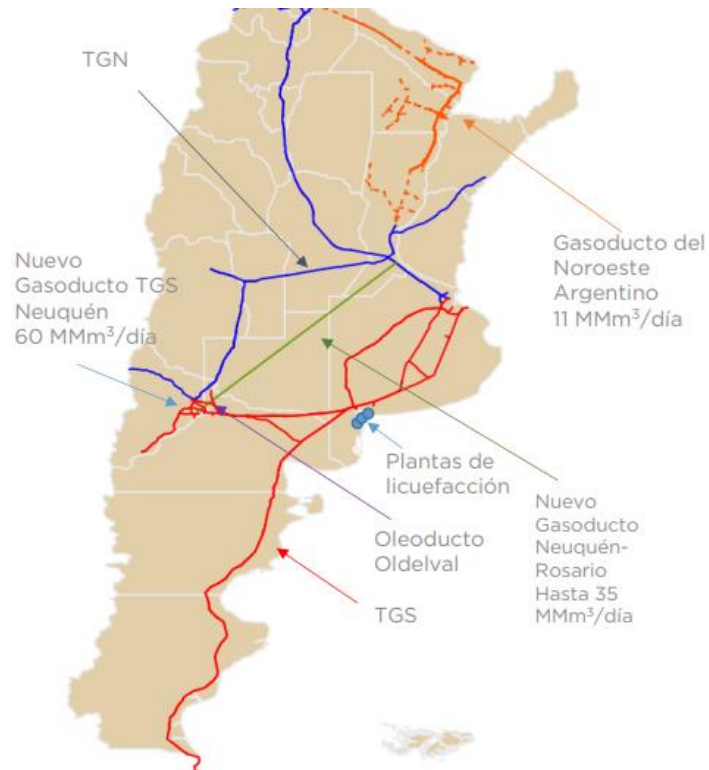
Infraestructura Petrolera

La infraestructura de petróleo crudo en Argentina tiene una forma de semicírculo, conectando los principales campos de petróleo en el Oeste con las refinерías que se encuentran a lo largo de la costa Este de Argentina. Las refinерías 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 refinерía de Puerto Galván en Bahía Blanca al este, así como varias refinерías 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 transportan 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 gas 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 construyó 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 Bn cf/d.

Marco Regulatorio del Petróleo y Gas en Argentina

Introducción al Mercado de Hidrocarburos

La industria argentina del petróleo y el gas está regulada por (i) la Ley de Hidrocarburos No^o 17.319, promulgada en 1967, y modificada por la Ley No^o 26.197, promulgada en 2007, y la Ley No^o 27.007, promulgada en 2014, que estableció el marco legal básico para la exploración y producción de petróleo y gas natural. 27.007, promulgada en 2014, que estableció el marco legal básico para la exploración y producción de petróleo y gas natural; y (ii) la Ley No^o 24.076, denominada "Ley de Gas Natural", promulgada en 1992, que estableció las bases para la desregulación de las industrias de transporte y distribución de gas natural.

En enero de 2007, la Ley 26.197 reconoció a las provincias la titularidad de los yacimientos de hidrocarburos de acuerdo con el artículo 124 de la Constitución Nacional Argentina (incluidos los yacimientos cuyas concesiones se otorgaron antes de 1994) y otorgó a las provincias el derecho de administrar dichos yacimientos.

El 29 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 Convencional:** 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.
- **Permisos de 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 del plazo inicial) 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 30 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 la posibilidad de solicitar extensiones sucesivas para la explotación de recursos convencionales y no-convencionales por periodos de 10 años, bajo el cumplimiento de ciertos requisitos, 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.

- 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 Poder Ejecutivo argentino deberá incluir al régimen de promoción de inversión a los proyectos que requieran una inversión de no menos 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 US\$1,000 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.

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.

Por último, es importante mencionar que nuestras concesiones argentinas se rigen por las leyes de Argentina y la resolución de cualquier controversia que afecte al Gobierno argentino debe recurrirse a los tribunales federales, aunque los tribunales provinciales pueden tener jurisdicción sobre determinados asuntos.

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. Mediante el Decreto No° 771/2020, el Gobierno argentino fijó los valores actuales del canon que deben pagar los permisionarios de exploración y los concesionarios de explotación.

La Ley de Hidrocarburos establece que un concesionario de explotación, dentro de una determinada área de concesión, puede solicitar la subdivisión del área existente en nuevas áreas de explotación de hidrocarburos no convencionales y el otorgamiento de una nueva concesión de explotación de hidrocarburos no convencionales. Dicha solicitud deberá basarse en la elaboración de un plan piloto que, de acuerdo con criterios técnico-económicos aceptables, pretenda desarrollar comercialmente el yacimiento no convencional.

La Ley de Hidrocarburos también señala que los titulares de una concesión de explotación de hidrocarburos no convencionales, que a su vez sean titulares de una concesión de explotación adyacente y preexistente a la primera, podrán solicitar la unificación de ambas áreas como una sola concesión de explotación no convencional, siempre que el titular demuestre la continuidad geológica de las mismas. Dicha solicitud deberá basarse en el desarrollo del plan piloto referido en el párrafo anterior.

Después de más de dos décadas sin otorgar permisos de exploración en yacimientos marítimos, en octubre de 2018 se publicó el Decreto No. 872/2018, que ordena a la Secretaría de Energía convocar una licitación pública internacional para el otorgamiento de permisos de exploración en 38 áreas marítimas, ubicadas en el mar territorial argentino bajo jurisdicción federal. En noviembre de 2018 se publicó la Resolución No. 65/2018 de la Secretaría de Energía en virtud de la cual la Secretaría de Energía convocó la mencionada licitación y aprobó los términos y condiciones de la misma. Luego de superar ciertas pruebas técnicas y financieras durante la etapa de precalificación, los interesados presentaron sus ofertas el 16 de abril de 2019 mediante un acto público al que asistieron diversos funcionarios internacionales y públicos de la Secretaría de Energía. En el evento se recibieron ofertas para 18 de las áreas licitadas, por un monto aproximado de US\$724 millones de Dólares. Cinco de estas áreas recibieron más de una oferta, mientras que un solo consorcio de licitadores ofreció un bono de entrada de US\$5 millones de Dólares, además de las inversiones en unidades de trabajo ofrecidas. La adjudicación de estas áreas se publicó en mayo de 2019 mediante la Resolución No. 276/2019 de la Secretaría de Energía.

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 Hidrocarbúricos. 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 regulaciones, 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" (que pueden ser desarrolladas o no) y "no probadas" (que pueden ser probables, o 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 - Las estimaciones sobre las 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 reporte anual 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 reporte anual ha sido preparada de acuerdo con las definiciones de la Regla 4-10(a) de la Regulación S-X promulgada por la SEC 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 2019, (los volúmenes de reservas probadas para 2020 ya se han presentado en la Secretaría de Energía de Argentina, pero aún no se han publicado en su página web) correspondientes a las concesiones de Vista en Argentina, fueron de 101.5 MMboe de acuerdo a la Regla 4-10(a) de la Regulación S-X y 103.6 MMboe de acuerdo a la Secretaría de Energía de la Nación

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, por un periodo equivalente al concedido para la concesión de explotación vinculada a la concesión de transporte. Una vez transcurrido el plazo original y todas las prórrogas pertinentes, las instalaciones se revertirán en favor de gobierno federal o provincial, según sea el caso

Los términos de las concesiones de transporte están vinculados a los plazos equivalentes de las concesiones de explotación. Por ello, el plazo de una concesión de transporte puede ser prorrogarse por 10 años más, previa solicitud al Gobierno argentino.

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).

El 1 de julio de 2019, mediante la Resolución No. 357/2019 de la Secretaría de Energía, se aprobaron los términos y condiciones de las ofertas de licitación que se organizarán de conformidad con el decreto mencionado anteriormente, sobre la base de las propuestas presentadas por los interesados en obtener una concesión de transporte en los términos del artículo 46 de la Ley de Hidrocarburos.

Agencia Gubernamental Autorizada

La Subsecretaría de Hidrocarburos 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.

Actualmente, la ejecución de la política nacional en materia energética está a cargo de la Secretaría de Economía, de acuerdo con el Decreto No° 706/2020, del 28 de agosto de 2020.

Además, mediante el Decreto No° 732/2020, del 4 de septiembre de 2020, la Secretaría de Energía (que estaba en la órbita del Departamento de Desarrollo Productivo, fue transferida al a Secretaría de Economía. La transferencia incluyó a la Subsecretaría de Hidrocarburos. En diciembre de 2019, el Decreto No° 7/2019 estableció que la Secretaría de Energía y la Subsecretaría de Hidrocarburos se encuentra actualmente bajo la supervisión del recién creado Ministerio de Desarrollo Productivo.

Para propósitos de este reporte anual, la Secretaría de Energía, significa la Secretaría de Energía bajo supervisión del Ministerio de Economía , 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, conforme al Decreto No. 882/2017). 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.).

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 Disposición No. 335/2019 emitida por la Subsecretaría de Hidrocarburos, que regula la solvencia requerida para una empresa interesada en explorar y/o explotar áreas de hidrocarburos, establece que, para recibir y mantener los permisos o concesiones, el titular del permiso o concesionario debe tener un valor neto mínimo que asciende a (i) el valor en Pesos Argentinos de (27,000) veintisiete mil barriles de petróleo para las zonas terrestres y (ii) el valor en Pesos Argentinos de (270,000) doscientos setenta mil barriles de petróleo, en caso de zonas extraterritoriales. El precio que debe considerarse para determinar el valor del barril de petróleo nacional en el mercado internacional será el precio medio del año anterior considerado. El coeficiente de conversión de m³ a barriles será de 6.2898 y el tipo de cambio

aplicable será el tipo de cambio medio al por mayor publicado por la BCRA a través de la Comunicación "A" 3,500 y correspondiente al año anterior al que se realiza el análisis se realiza.

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. Estos requerimientos de capital pueden satisfacerse mediante garantías financieras o de otro tipo.

Mercado de Petróleo Crudo

La Resolución No. 1077/2014, emitida por el Ministerio de Economía y Finanzas Públicas establece, para todos los hidrocarburos listados en ella, un precio internacional a ser considerado (que debía actualizarse mensualmente), un Brent de referencia y un factor nominal de retenciones y derechos de exportación en relación con el precio internacional del petróleo.

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 programas de incentivos, incluyendo el "programa Petróleo Plus" (Petróleo Plus) y

La Ley de Solidaridad (Ley No.27.541) publicada en la Gaceta Oficial el día 23 de diciembre del 2019, establece que el poder ejecutivo argentino tiene derecho a establecer derechos de exportación hasta un máximo del 33% de las mercancías exportadas hasta el 31 de diciembre de 2021. La Ley de Solidaridad también estableció un tope del 8% para los derechos de exportación de hidrocarburos y productos mineros.

La Ley de Hidrocarburos faculta al Poder Ejecutivo Nacional para establecer una política nacional de desarrollo de las reservas argentinas de hidrocarburos, con el propósito principal de satisfacer la demanda interna. El comprador final de petróleo crudo en el mercado interno puede ser una refinería, un gran productor o un comercializador de combustible.

El 19 de mayo de 2020, el gobierno argentino dictó el Decreto No° 488/2020, que dispuso, entre otras medidas

- (i) Hasta el 31 de diciembre de 2020, el precio base del petróleo crudo en el mercado local se fijó en US\$45/bbl (utilizando la referencia del crudo "Medanito") que se ajustará para cada tipo de crudo y puerto de entrada, estableciendo el precio a ser aplicado para el cálculo de las regalías bajo la Ley de Hidrocarburos (como se define más adelante).
- (ii) Además, la Secretaría de Energía supervisará el cumplimiento por parte de los productores del "Plan Anual de Inversiones" exigido por el artículo 12 del anexo del Decreto No° 1277/12, y aplicará, de ser necesario, las sanciones que correspondan.
- (iii) Mientras estas medidas estuvieron vigentes, las refinerías y los comercializadores se vieron obligados a adquirir su demanda de crudo a los productores locales. Además, las empresas integradas, las refinerías y los comerciantes no podían importar productos que estuvieran disponibles para la venta o que pudieran ser procesados en el mercado local.
- (iv) Se establecieron derechos de exportación para determinados productos de hidrocarburos: (i) 0% de la tasa para los derechos de exportación en caso de que el precio internacional sea igual o inferior al "valor base" (US\$45/bbl), (ii) 8% de la tasa para los derechos de exportación en caso de que el precio internacional sea igual o superior al valor de referencia (US\$60/bbl), y (iii) en el caso de que el precio internacional sea superior al valor base e inferior al valor de referencia, el tipo impositivo de los derechos de exportación se determinará según una fórmula de ajuste progresivo del tipo de derecho de exportación de 0 a 8%.
- (v) Los importes de las sanciones establecidas en el artículo 97 de la Ley de Hidrocarburos se fijaron entre un mínimo equivalente al valor de 22 m³ de crudo nacional en el mercado local y un máximo de 2,200 m³ del mismo hidrocarburo, por cada infracción.

Además, el Decreto 488/2020, dispuso que durante la vigencia, las empresas productoras estaban obligadas a mantener los niveles de actividad y/o producción registrados durante el año 2019, teniendo en cuenta la contracción de la demanda de petróleo crudo y sus subproductos, tanto en el mercado interno como en el internacional, provocada por la pandemia del COVID-19, y siempre dentro de los parámetros de funcionamiento adecuado y económico establecidos en el artículo 31 de la Ley 17,319. Las empresas productoras debían aplicar un criterio idéntico en relación con el sostenimiento de los efectivos contratos con las empresas de servicios regionales y mantener la misma mano de obra que tenían al 31 de diciembre de 2019, que debían realizarse en un marco consensuado con las organizaciones de trabajadores para lograr conjuntamente lograr acuerdos laborales que mejoren la eficiencia, la tecnología y la producción, en cumplimiento de las mejoras prácticas nacionales e internacionales en la actividad hidrocarburífera.

No obstante lo anterior, a finales de agosto de 2020, el precio de US\$45/bbl fijado por el Decreto No° 488/2020 dejó de estar vigente, ya que se cumplió la condición establecida en el Decreto No. 488/2020 (es decir, la tasa ICE BRENT FIRST LINE fue superior a US\$45/bbl durante 10 días consecutivos, considerando el promedio de las últimas 5 cotizaciones publicadas por el "PLATTS CRUDE MARKETWIRE" en el apartado "Futuros"). En consecuencia, los precios del crudo volvieron a regirse por la oferta y la demanda, sin perjuicio del impacto de las retenciones.

Mercado de Gas

A fin de fomentar la producción de gas natural el gobierno argentino adoptó diferentes programas, entre ellos, el "Programa de Estímulo a la Inyección Adicional de Gas Natural" ("Plan Gas"), Plan Gas II (implementado mediante la Resolución No° 60/2013), y el "Programa de Estímulo a los Nuevos Proyectos de Gas Natural".

En octubre de 2016, la Resolución No° 212/2016 de la Secretaría de Energía de la Nación estableció cuatro nuevos precios del Punto de Ingreso al Sistema de Transporte (TSEP) y un nuevo esquema tarifario para los usuarios que compran gas a las distribuidoras. Esta resolución también estableció que hasta la liberalización de los precios del TSEP la Secretaría de Energía de la Nación aprobará el precio cada seis meses (abril y octubre).

Por la aplicación de la normativa, las tarifas promedio de TSEP para los usuarios residenciales en Argentina (con excepción de la Patagonia, Malargüe y la Puna) deberán incrementarse gradualmente de U\$3,42/MMBtu a partir de octubre de 2016 a U\$6,80/MMBtu a partir de octubre de 2019.

Por otro lado, los precios de la TSEP para la Patagonia, Malargüe y la Puna aumentaron gradualmente desde un promedio de U\$S 1,29 /MMBtu en octubre de 2016 hasta U\$S 6,72 /MMBtu en octubre de 2022.

En marzo de 2017 se creó el Programa de Estímulo a las Inversiones en Desarrollos Productivos de Gas Natural de Yacimientos No Convencionales mediante la Resolución No° 46/2017 con vigencia hasta el 31 de diciembre de 2021. Esta Resolución estableció una compensación por el volumen de producción de gas no convencional y se determinó deduciendo el precio del mercado interno del precio mínimo establecido por la Resolución para cada año. Los precios mínimos fueron de U\$7.5 por MMBtu para 2018, U\$7.0 por MMBtu para 2019, U\$6.5 por MMBtu para 2020 y U\$6.0 por MMBtu para 2021. La Resolución 419-E/17 define los lineamientos considerados por la anterior Subsecretaría de Recursos Hidrocarburíferos (ahora la Subsecretaría de Hidrocarburos) para determinar el precio promedio ponderado mensual por volumen del total de las ventas de gas natural en Argentina

El 28 de febrero de 2019, la Resolución Conjunta No. 21/19 de las Secretarías de Hacienda y Economía dispuso la emisión, el 27 de febrero de 2019, del "Programa de Bonos de Gas Natural" por un monto hasta un valor nominal de US\$1.600 millones, con vencimiento el 28 de junio de 2021, para amortizar en 29 cuotas mensuales y consecutivas. Dicho programa de pago no prevé ninguna tasa de interés.

El 24 de julio de 2019 la Secretaría de Energía emitió la Resolución No. 417/2019 que (i) reemplazó los procedimientos para la obtención de permisos de exportación de gas establecidos por la Resolución No. 104/2018, por un nuevo procedimiento previsto en dicha Resolución; (ii) encargó a la Subsecretaría de Hidrocarburos y Combustibles que: (a) la reglamentación de los mecanismos de sustitución energética

que se utilizarán también para las exportaciones de gas natural en condiciones firmes, (b) la elaboración y aprobación de un procedimiento operativo de exportación de gas natural, aplicable a los exportadores de gas natural, que se utilizará en caso de que la seguridad del suministro interno esté en peligro, y (c) la concesión de permisos de exportación mediante la expedición del certificado correspondiente

La Resolución No° 417/2019 fue complementada posteriormente por la Resolución No° 506/2019 emitida por la Secretaría de Energía y la Resolución No° 294/2019 dictada por el ex Ministerio de Hacienda. Esta última estableció los procedimientos operativos para las exportaciones de gas natural, aplicables hasta el 30 de septiembre de 2021.

El aumento del precio recibido por los productores de gas natural, primero por el "Plan Gas" y, posteriormente, por el aumento de los precios del gas en el mercado nacional, atrajo inversiones en proyectos de gas en fases anteriores y revirtió el descenso de la producción de gas de 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 nacional es menor. Diversas reformas del mercado del gas tuvieron como objetivo regular la oferta de gas para garantizar el abastecimiento de la demanda prioritaria. Esta estructura se conoce como "acuerdo de productores", que divide la demanda en lo siguiente (i) demanda prioritaria (residencial), (ii) gas natural comprimido (ii) gas natural comprimido, (iii) plantas industriales y eléctricas, y (iv) exportaciones. Cada segmento paga un precio diferente por el gas, siendo los segmentos industrial industriales y de exportación son los únicos segmentos con precios de mercado flotantes.

Plan Gas 2020-2024 (Plan GasAr)

Recientemente, mediante el Decreto No° 892/2020, de fecha 13 de noviembre de 2020, el Gobierno implementó el Plan de Promoción de la Producción de Gas Natural Argentino - Esquema de Oferta y Demanda 2020-2024 ("Plan de Promoción de la Producción de Gas Natural Argentino - Esquema de Oferta y Demanda 2020-2024").

Los aspectos más relevantes del Plan de Gas 2020-2024 son:

El Plan GasAr se implementó a través de contratos directos entre los productores de gas, por un lado y los distribuidores y/o subdistribuidores de gas (para satisfacer la demanda prioritaria) y CAMMESA (el Administrador del Mercado Mayorista de Electricidad para satisfacer la demanda de las centrales térmicas), por otro. Dichos contratos (i) fueron adjudicados y negociados a través de, y (ii) el precio del gas en el punto de ingreso al (iii) el precio del gas en el punto de ingreso al sistema de transporte (PIST) surgió de una licitación realizada por la Secretaría de Energía, como se detalla más adelante.

Tendrá una duración inicial de cuatro años, que podrá ser prorrogada por la Secretaría de Energía por períodos adicionales de un año cada uno con base en su análisis del mercado de gas, los volúmenes de demanda y posibilidades de inversión en infraestructura. En el caso de los proyectos off-shore, se podrá contemplar un plazo mayor de hasta ocho años.

Comprende un volumen total de 70 mmcm/d para los 365 días de cada año en que esté vigente el Plan GasAr (distribuidos de la siguiente manera (i) Cuenca Austral 20 mmcm/d, (ii) Cuenca Neuquina 47.2 mmcm/d, y (iii) Cuenca Noroeste 2.8 mmcm/d), y ciertos volúmenes adicionales para el período estacional de invierno de cada uno de los cuatro años.

Los productores tuvieron que presentar un plan de inversiones para alcanzar los volúmenes de inyección comprometidos y estar obligados a alcanzar una curva de producción por cuenca que garantice el mantenimiento y/o aumento de los niveles actuales de producción.

Se podrá ofrecer a las empresas productoras participantes condiciones preferenciales para la exportación en firme hasta un volumen total de 11 mmcm/d, que se comprometerá exclusivamente en el período no invernal. Los beneficios para la exportación se aplicarán tanto a la exportación de gas natural por gasoductos como a su licuefacción en Argentina y posterior exportación como NGL.

El gobierno argentino podrá asumir mensualmente el pago de una parte del precio del gas natural en el PIST, a fin de mitigar el impacto del costo del gas natural que se transfiere a los usuarios finales.

El BCRA estableció los mecanismos adecuados para garantizar la repatriación de inversiones directas y sus respectivos rendimientos y/o el pago de capital e intereses de los de las financiaciones extranjeras, siempre que dichos fondos hayan sido ingresados a Argentina a través del Mercado Argentino de Mercado de Divisas a partir de la entrada en vigencia del decreto, y se utilicen para financiar proyectos en el marco del Plan GasAr.

La Secretaría de Energía Argentina es la encargada de aplicar el plan. A la Secretaría se le asigna la facultad de implementar un Plan de Abastecimiento con referencias de volumen, plazos y precios máximos de gas natural en TSEP, aplicable a acuerdos de suministro entre proveedores y agentes demandantes que se ejecuten en el marco del plan, y que garantice la libre formación y transparencia de los precios de acuerdo con la Ley 24.076.

Con fecha 20 de noviembre de 2020, la Secretaría de Energía emitió la Resolución No° 317/2020, aprobando las bases de la licitación Pública Nacional para la adjudicación de un volumen de gas natural de 70.000.000 m3 por día, para los 365 días de cada año calendario del Plan GasAr, y un volumen adicional para cada uno de los períodos invernales de 2021 a 2024.

El 1 de diciembre de 2020, la Secretaría de Energía emitió la Resolución No° 354/2020, estableciendo las pautas para que CAMMESA actúe dentro del Plan GasAr.

Esta resolución también estableció los nuevos precios máximos en la TSEP, para cada cuenca, para la producción de gas natural no comprendida en el Plan GasAr.

El 15 de diciembre de 2020, la Secretaría de Energía emitió la Resolución No° 391/2020 (modificada por la Resolución No° 447/2020, de fecha 29 de diciembre de 2020), adjudicando los volúmenes de gas natural en el marco del Plan GasAr y aprobando los precios del gas natural en el TSEP para los volúmenes adjudicados.

Con fecha 29 de diciembre de 2020, la Secretaría de Energía emitió la Resolución No° 447/2020, modificando algunos aspectos de la Resolución 391/2020. Entre otros aspectos, esta resolución estableció que a fin de asegurar el cumplimiento de las obligaciones de pago derivadas de los contratos a ejecutar, la Secretaría de Energía, las distribuidoras y subdistribuidoras deberán depositar en una cuenta bancaria las sumas que perciban -mensualmente- en concepto de gas en la TSEP. Estos fondos serán utilizados exclusivamente para el pago del gas natural adquirido en el marco de los contratos celebrados dentro del Plan GasAr.

El 16 de febrero de 2021 la Secretaría de Energía emitió la Resolución No° 117/2021, convocando a una audiencia pública para tratar la porción del precio del gas natural en TSEP cuyo pago asumirá el gobierno federal en el marco del el Plan GasAr.

El 20 de febrero de 2021, dado que los volúmenes de gas adjudicados en la primera licitación del plan GasAr fueron insuficientes para cubrir las proyecciones de demanda interna para los períodos invernales 2021, 2022, 2023 y 2024, la Secretaría de Energía dictó la Resolución No° 129/2021, convocando a la segunda ronda de la licitación pública nacional del Plan GasAr.

El 20 de febrero de 2021, mediante la Resolución No° 125/2021, la Secretaría de Energía instrumentó certificados de crédito fiscal como garantías del Plan GasAr, para respaldar el pago de las compensaciones/incentivos en cabeza del gobierno federal, a pagar a los productores. La Resolución General de la AFIP No° 4939/2021, de fecha 3 de marzo de 2021, aprobó el procedimiento para la inscripción, solicitud y cesión de estos certificados.

A través de la Resolución No° 144/2021 dictada por la Secretaría de Energía, se establecieron una serie de pautas para evitar prácticas desleales contra el Plan GasAr, en materia de empleo y provisión directa de bienes y servicios por parte de pequeñas y medianas empresas y compañías regionales.

La Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva

El 23 de diciembre de 2019, el Gobierno promulgó la Ley de Solidaridad, declarando la emergencia pública en materia económica, financiera, fiscal, administrativa, previsional, tarifaria, energética, sanitaria y social. La Ley de Solidaridad establece que (i) las tarifas de gas natural de jurisdicción federal permanecerán inalterables por un plazo de ciento ochenta (180) días a partir del 23 de diciembre de 2019, y (ii) se faculta al Poder Ejecutivo a renegociar las tarifas de jurisdicción federal, ya sea en el marco de las revisiones tarifarias generales vigentes o a través de una revisión extraordinaria, de acuerdo con la Ley N° 24.076 (Ley de Gas). También se invitó a las provincias a adherirse a esta política.

Además, la Ley de Solidaridad facultó al Poder Ejecutivo argentino a "mantener" las tarifas de gas natural bajo jurisdicción federal, renegociar la revisión tarifaria integral o iniciar una revisión extraordinaria de acuerdo a las leyes 24.065 y 24.076 por un plazo máximo de 180 días a partir de la sanción de la ley, ofreciendo una reducción de la carga tarifaria real de los consumidores domésticos, comerciales e industriales para el año 2020. El 19 de junio de 2020, el Decreto No° 543/2020 prorrogó el plazo establecido en el artículo 5 de la Ley de Solidaridad Social hasta fines de 2020. El 17 de diciembre de 2020, el Decreto No° 1.020 / 2020 prorrogó el congelamiento de las tarifas de electricidad y gas natural por un período de 90 días o hasta que entren en vigor los nuevos cuadros tarifarios transitorios acordados en los convenios transitorios.

Asimismo, la Ley de Solidaridad faculta al Poder Ejecutivo argentino a intervenir en la gestión del ENARGAS (Ente Nacional Regulador del Gas) y el ENRE. El 17 de marzo de 2020 se publicó en el Boletín Oficial el Decreto, que dispone la intervención del Estado en el ENARGAS hasta el 31 de diciembre de 2020, que fue prorrogado por el Decreto No° 1.020/2020 por el término de un año hasta el 31 de diciembre de 2021 o hasta la finalización de la renegociación de la revisión tarifaria dispuesta por el decreto, lo que ocurra primero.

A través del Decreto No° 311/2020, el Poder Ejecutivo Nacional estableció la prohibición para los prestadores de servicios de gas (entre otros servicios) de suspender o cortar los servicios en caso de mora o falta de pago de hasta siete (7) facturas consecutivas o alternadas, vencidas a partir del 1° de marzo de 2020 (posteriormente se modificó a seis (6) facturas). Dicha medida es aplicable con respecto a: beneficiarios de la Asignación Universal por Hijo (AUH) y de la Asignación por Embarazo; beneficiarios de Pensiones No Contributivas que perciban ingresos brutos mensuales que no superen dos (2) veces el Salario Mínimo Vital y Móvil; usuarios inscriptos en el Régimen de Monotributo Social; jubilados y pensionados; trabajadores en relación de dependencia que perciban una remuneración bruta inferior o igual a dos (2) Salarios Mínimos Vital y Móvil; trabajadores monotributistas inscriptos en una categoría cuyos ingresos mensuales anuales no superen dos (2) veces el Salario Mínimo Vital y Móvil; usuarios que perciban el seguro de desempleo; electrodependientes, beneficiarios de la Ley No. 27.351; usuarios incluidos en el Régimen Especial de Seguridad Social para Empleados de Casas Particulares (Ley No° 26.844); exentos del pago del ABL o de los impuestos locales de la misma naturaleza; Micro, Pequeñas y Medianas Empresas (MIPYMES), previstas en la Ley No° 25.300 afectadas en la emergencia; Cooperativas, Pequeñas y Medianas Empresas (PYMES), previstas en la Ley No° 300 afectadas en la emergencia; Cooperativas de Trabajo o Empresas Recuperadas inscriptas en el Instituto Nacional de Asociativismo y Economía Social (INAES) afectadas en la emergencia; instituciones de salud públicas y privadas afectadas en la emergencia; Entidades de Bienestar Público que contribuyan a la elaboración y distribución de alimentos en el marco de la emergencia alimentaria. Mediante el Decreto No° 756/2020, esta medida fue prorrogada hasta el 31 de diciembre de 2020.

El 19 de junio de 2020, mediante el Decreto No° 543/2020, el Poder Ejecutivo argentino prorrogó el congelamiento arancelario establecido en la Ley de Solidaridad por 180 días más a partir del vencimiento del plazo anterior.

El 16 de diciembre de 2020, mediante el Decreto No° 1020/2020 se dispone:

la renegociación de la revisión tarifaria integral vigente correspondiente a los prestadores de servicios públicos de transporte y distribución de energía eléctrica y gas natural de jurisdicción federal se inició, en el marco de lo dispuesto por el artículo 5 de la Ley de Solidaridad. El plazo de la renegociación

no podrá exceder el plazo de dos (2) años a partir de la fecha de dictado del referido Decreto No° 1020/2020.

prorrogó el congelamiento tarifario impuesto por la Ley de Solidaridad por un período adicional de noventa (90) días a partir de la finalización del plazo establecido en el Decreto No° 543/2020, o hasta que entren en vigencia los nuevos valores arancelarios provisionales, lo que ocurra primero.

Que con fecha 22 de febrero de 2021, el ENARGAS dictó la Resolución N° 47/2021, fijando una audiencia pública con el objeto de tratar el "Régimen de Transición Tarifaria", de conformidad con el Decreto N° 1020/2020. La audiencia pública (No° 101) se celebró el 16 de marzo de 2021.

Nuevo régimen de promoción de inversiones para la exportación

El 7 de abril de 2021, el Poder Ejecutivo de Argentina, emitió el Decreto No° 234/2021, que estableció un nuevo régimen de promoción de inversiones para las exportaciones (el "Régimen de Promoción"), destinado, entre otras cuestiones, a incrementar la exportación de bienes y promover el desarrollo económico sostenible. El Ministerio de Economía y el Ministerio de Desarrollo Productivo han sido designados como autoridades reguladoras del Régimen de Promoción.

El Régimen de Promoción contempla la inversión en nuevos proyectos productivos en, entre otros, la actividad forestal minería, hidrocarburos, actividades manufactureras y agroindustriales, así como la ampliación de unidades empresariales existentes que requieran inversión para aumentar su producción. En cuanto a los productos básicos como el trigo, la harina, maíz, soja y biodiésel, entre otros, se excluyen las exportaciones a los efectos del cálculo de los beneficios. Si bien los entes reguladores pueden incluir y/o excluir actividades del Régimen de Promoción, el Decreto No° 234/2021 establece que los derechos adquiridos no se verán afectados.

Los requisitos para acceder al Régimen de Promoción incluyen:

- a. Pueden presentarse tanto personas jurídicas como físicas, residentes o no residentes
- b. Presentación de un "Proyecto de Inversión para la Exportación" consistente en una inversión directa mínima de cien millones de Dólares (US\$100,000,000)
- c. Los beneficiarios deberán cumplir con los términos y condiciones de los proyectos presentados y aprobados por reguladores. Las personas físicas y jurídicas cuyos representantes/directores hayan sido condenados por determinados delitos con penas de prisión y/o inhabilitación por un determinado periodo de tiempo, (ii) personas físicas y jurídicas que tengan deudas tributarias o de seguridad social vencidas e impagadas, o a las que se les haya impuesto el pago de impuestos, derechos, multas o recargos por decisión judicial o administrativa firme en relación con cuestiones aduaneras, cambiarias, fiscales o seguridad social, y (iii) personas que hayan incumplido, sin justificación, sus obligaciones en relación con otros regímenes de promoción; no podrán acogerse al Régimen de Promoción.

Una vez verificados los requisitos pertinentes, los reguladores aprobarán el proyecto y emitirán un "Certificado de Inversión para la Exportación" a efectos de acceder a los beneficios establecidos por el Régimen de Promoción, que tendrá una duración de 15 años.

Los beneficiarios que participen en el Régimen de Promoción podrán aplicar hasta el 20% de las divisas extranjeras obtenidas de las exportaciones relacionadas con el proyecto a (i) el pago de capital e intereses de deudas financieras o comerciales con el exterior, (ii) el pago de dividendos y (iii) la repatriación de inversiones directas de no residentes. No obstante, este beneficio no puede superar un máximo anual equivalente al 25% del importe bruto de divisas liquidadas por dicho beneficiario a través del Mercado de Divisas para financiar el desarrollo del proyecto. Los ingresos de las exportaciones no se considerarán para este cálculo.

Los beneficios del Régimen de Promoción cesarán (i) al vencimiento del plazo de utilización, (ii) en ciertos casos, cuando el beneficiario deje de tener capacidad para desarrollar la actividad que motiva el proyecto de inversión, según lo establecido en el régimen aplicable, o (iii) si el beneficiario incumple sus obligaciones bajo este Régimen de Promoción sin justificación.

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. México cuenta con importantes recursos de hidrocarburos, con reservas estimadas de petróleo y gas desarrolladas y no desarrolladas de 8.1 Bnboe, reservas totales probadas, probables y posibles de 23.1 Bnboe y recursos prospectivos estimados de 112.9 Bnboe, en cada caso al 1 de enero de 2020. Existen múltiples formaciones para desarrollar campos productivos.



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 1.66 MMbbl/d en 2020 debido al decaimiento en la producción del campo 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 2020
(Bnboe)**

Cuenca Geológica	Reservas		
	Producción acumulada	Reservas Probadas Desarrolladas y no desarrolladas	Reservas No probadas, probables y posibles
Sureste	51.0	6.4	14.7
Tampico Misantla	3.8	0.9	5.6
Burgos	2.7	0.2	0.4
Veracruz.....	0.9	0.5	1.7
Sabinas.....	0.0	0.0	0.0
Otros*	0.3	0.0	0.5
Aguas Profundas.....	0.0	0.1	0.2
Total México.....	58.7	8.1	23.1
Total Pemex.....	58.6	7.2	19.5
Resto de Oportunidades.....	0.1	0.9	3.6

* 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 *shale*, 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 2,400 Mbbbl/d. La base de los recursos *shale* 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 Bnbbbl 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 Bnbl (equivalente a más de dos años de la producción total de petróleo de México).

La Reforma Energética de 2013

La industria energética de México ha sufrido 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.

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 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. SENER también buscará la opinión de los participantes y operadores de la industria para ofrecer las oportunidades más atractivas.

A la fecha del presente reporte anual, la CNH ha adjudicado y firmado 112 contratos de exploración y producción. De ellos, 52 (46.5 %) son terrestres, mientras que aproximadamente 32 (28.5%) son de aguas someras y 28 (25%) de aguas profundas. En 2020, la producción alcanzó un monto total de 19.976 Mbd de petróleo y 58.058 MMpcd de gas natural.

Hasta la fecha, el Gobierno mexicano ha completado con éxito la primera, segunda y tercera ronda. Ciento cuatro bloques fueron adjudicados a través de nueve licitaciones diferentes, 38 en la Ronda 1, 50 en la Ronda 2 y 16 en 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. Durante 2020, algunas de estas compañías han comenzado operaciones marginales de petróleo. Durante 2020, algunas de estas empresas han iniciado la producción de petróleo marginal.

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 reporte anual, la CNH no ha publicado nuevas convocatorias para licitaciones. y no había publicado la actualización anual del Plan Quinquenal. Además, durante una conferencia de prensa realizada el 24 de enero de 2020, el director de SENER declaró que las licitaciones de hidrocarburos y las asociaciones (*farm-outs*) no forman parte actualmente de los planes del Gobierno Federal para aumentar la producción de petróleo.

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 procesos de migración que dieron origen a dicha licitación. Durante una conferencia de prensa realizada el 24 de enero de 2020, el director de SENER declaró que las licitaciones de hidrocarburos y las asociaciones (*farm-outs*) no forman parte actualmente de los planes del Gobierno Federal para aumentar la producción de petróleo.

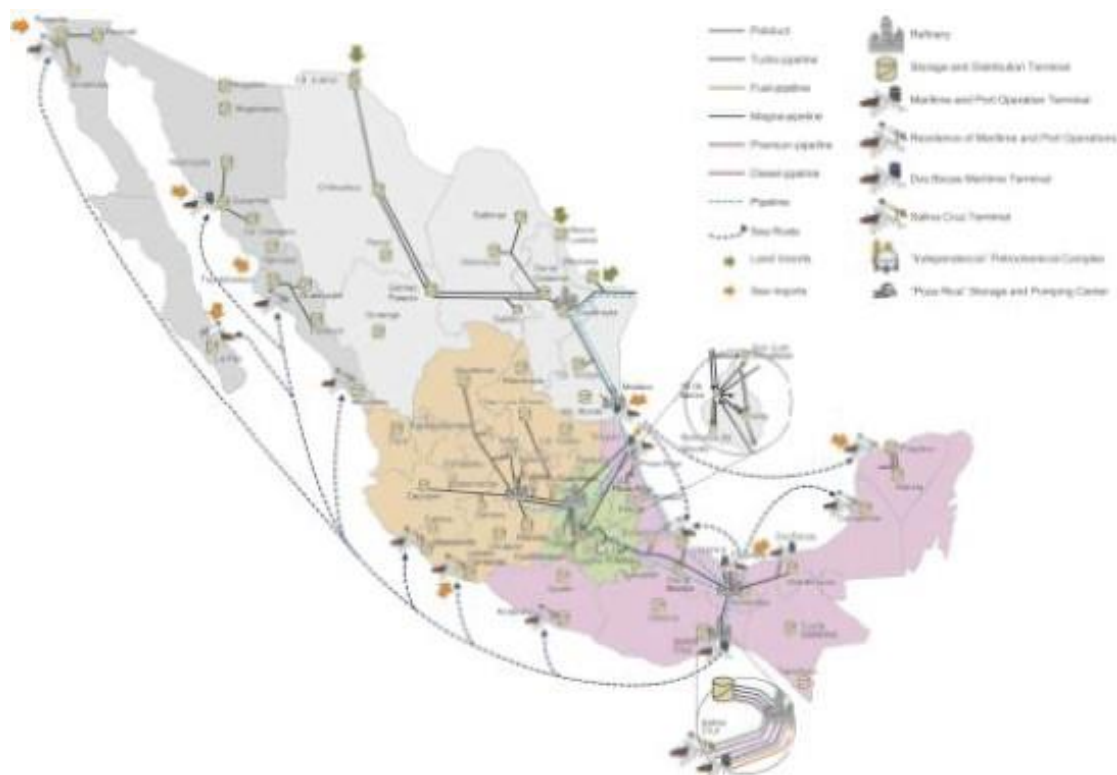
Servicios de E&P Migración de contratos

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 y a la fecha del presente reporte anual se han migrado con éxito 5 contratos de servicios integrados de E&P a acuerdos o licencias de reparto de la producción.

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. De acuerdo con el Compendio de Petróleos y Productos Refinados 2019 de la Secretaría de Energía, durante 2019 la demanda de productos petrolíferos líquidos se incrementó 3.2% respecto a 2016, lo que representa una potencial oportunidad de inversión en infraestructura de transporte y almacenamiento de petróleo líquido

El siguiente mapa muestra proyectos potenciales con el objetivo de mejorar la infraestructura existente y desarrollar una nueva infraestructura para el sector de productos refinados.



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. Los 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 "*PANORAMA DE LA INDUSTRIA Y REGULATORIO - Marco Regulatorio del Petróleo y Gas en Argentina - Certificación de Reservas y Recursos en Argentina*"). 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.

Adicionalmente, el 26 de marzo de 2021, el presidente López Obrador, presentó en la Cámara de Diputados una iniciativa de reforma para modificar la Ley de Hidrocarburos. En términos generales, el proyecto pretende afectar el régimen de permisos actualmente establecido en la Ley de Hidrocarburos, otorgando mayores facultades a la Secretaría de Energía (SENER) y a la CRE para otorgar, revisar y revocar los diferentes permisos contemplados en la Ley de Hidrocarburos. Los principales objetivos de la iniciativa de ley son, entre otros (i) el cumplimiento de la política pública de almacenamiento mínimo de productos petrolíferos; (ii) aumentar la regulación de la revocación de los permisos existentes; (iii) combatir el robo de combustible (huachicoleo); y (iv) permitir la suspensión de los permisos en caso de problema de seguridad nacional.

Además, el proyecto de ley intenta recuperar el control público del sector de la venta de combustible en México. Anticipamos que el proyecto de ley tendrá probablemente un mayor impacto en las entidades de los segmentos *downstream* y *midstream*. Las modificaciones introducidas por el proyecto de ley pueden afectar potencialmente a todo tipo de permisos, indistintamente, dando lugar a que la SENER y la CRE tengan la capacidad de: (i) revocar, suspender o intervenir, los permisos de exportación y comercialización de hidrocarburos; (ii) licuefacción, transporte y almacenamiento de gas natural, petróleo o derivados; y (iii) importación, comercialización distribución y venta al por menor de productos petrolíferos.

Aunque el proyecto de ley, en principio, no parece afectar a las actividades de exploración y producción de hidrocarburos, bajo nuestros contratos de licencia de E&P, es importante señalar que, dada la amplia autoridad otorgada a la CRE y a la SENER, el proyecto de ley puede afectar potencialmente nuestra venta de petróleo crudo y gas natural, ya que dicha actividad se ejecuta a través de nuestro permiso de comercialización otorgado por la CRE (y puede afectar indirectamente el desarrollo de nuestras actividades de E&P bajo nuestros contratos de licencia).

Se espera que el proyecto de ley sea aprobado por el Senado mexicano antes de que finalice el actual período legislativo el 30 de abril de 2021. La entrada en vigor del proyecto de ley está sujeta a la discusión y aprobación por parte del Congreso mexicano y, en su caso, a su posterior publicación en el Diario Oficial de la Federación.

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 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 Secretaría de Hacienda y Crédito Público ("SHCP") aprueba todos los términos fiscales que se aplican a los contratos. La SHCP 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 “*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 reporte anual.

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

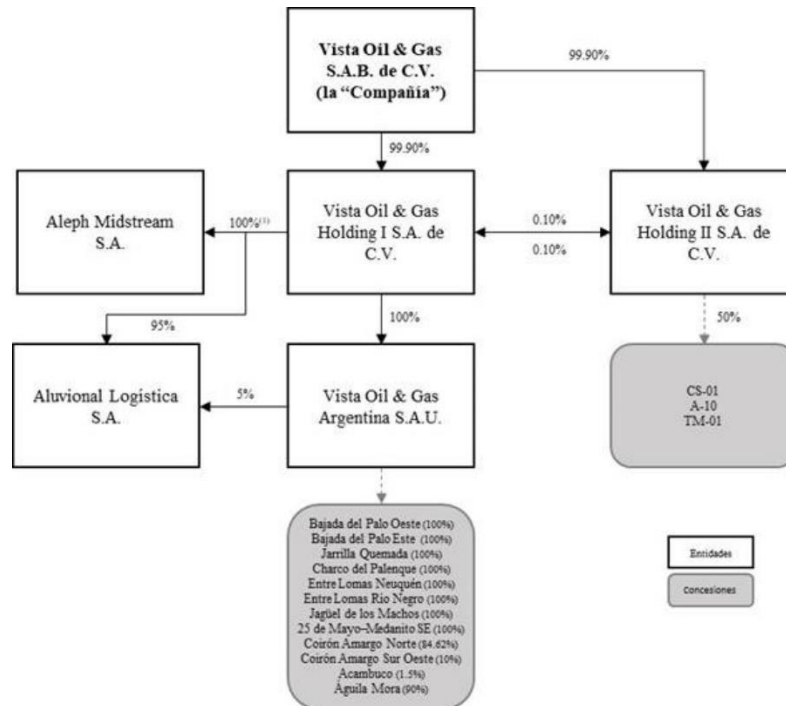
En el pasado, el Gobierno mexicano ha impuesto controles de precios en las ventas de gas natural, NGL, gasolina, diésel, aceite para uso doméstico, y otros productos. De acuerdo con la Ley de Ingresos de la Federación para el Ejercicio Fiscal de 2017, durante el 2017, el Gobierno mexicano eliminó gradualmente 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.

Estructura organizacional



(1) Vista Oil & Gas Holding I, S.A. de C.V. tiene una participación indirecta del 0.27% en Aleph Midstream. El 99.73% restante lo mantienen entidades legales totalmente controladas.

Propiedad, 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 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.

Estamos sujetos a varias leyes y reglamentos medioambientales promulgados por los gobiernos locales y federales en Argentina y México que pueden afectar a la utilización de los activos. Además, otras cuestiones medioambientales pueden influir en la utilización de los bienes de equipo por parte de la Sociedad.

Comentarios del personal sin resolver.

No aplica

Perspectivas y análisis operativo y financiero

Esta sección contiene declaraciones de carácter prospectivo que implican riesgos e incertidumbres. Nuestros resultados reales pueden diferir materialmente de las examinadas en las estimaciones futuras como resultado de diversos factores, entre ellos, sin limitación, las establecidas en "ESTIMACIONES FUTURAS" y "FACTORES DE RIESGO" y los asuntos establecidos en este reporte anual en general.

La siguiente discusión se basa en, y debe ser leída en conjunto con nuestros Estados Financieros Auditados y las declaraciones y notas al pie en el presente reporte anual, así como la establecida en la sección "*INFORMACIÓN FINANCIERA CONSOLIDADA*".

Fuente de ingresos

Vista se dedica principalmente a la exploración y producción de petróleo y gas. Nuestras operaciones de petróleo y gas generan ingresos principalmente a través de la venta de petróleo crudo, gas natural y NGL. Durante el año terminado el 31 de diciembre de 2020, las ventas de petróleo representaron el 86.3% de nuestro total de ingresos, en tanto que las ventas de gas natural representaron el 12.3% y las ventas de NGL el 1.4%. Durante el año terminado el 31 de diciembre de 2019, las ventas de petróleo representaron el 81.3% de nuestro total de ingresos, en tanto que las ventas de gas natural representaron el 17.2% y las ventas de NGL el 1.5%. Durante el Periodo Posterior a la Combinación Inicial de Negocios 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 2020, la mayoría de nuestros ingresos se generaban en Argentina. Para los periodos de 2019 y 2018, todos nuestros ingresos se generaron en Argentina.

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 nuestra 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 prevaletentes en el mercado y nuestra capacidad para reunir capital, obtener aprobaciones regulatorias, adquirir equipos de perforación y personal e identificar y consumir 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 y México. 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 84.62% 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 y un capital de trabajo de 50% en los bloques CS-01, A-10 y TM-01, únicamente por el año terminado el 31 de diciembre de 2020. 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.

	Año terminado el 31 de diciembre de 2020	Año terminado el 31 de diciembre de 2019	Año terminado el 31 de diciembre de 2018
Volúmenes de Producción Brutos⁽¹⁾:			
Petróleo (MMbbl)	6.7	6.7	4.0
Gas (Bn cf)	15.8	20.8	14.0
Líquidos del Gas Natural (MMboe)	0.2	0.3	0.2
Total (Mmboe)	9.7	10.6	6.7
Producción promedio neta (boe/d)	26,594	29,112	24,425
Precio promedio de venta efectivo⁽²⁾ :			
Petróleo (US\$/bbl)	37.2	53.0	67.2
Gas (US\$/Mmbtu)	2.0	3.3	4.6
Líquidos del Gas Natural (US\$/bbl)	17.5	23.8	34.2
Precio promedio de venta efectivo (US\$/boe)	28.1	39.1	49.3
Costo unitario promedio (US\$/boe)⁽³⁾:			
Gastos operativos	9.0	10.8	12.8
Regalías	4.0	5.7	7.5
Depreciación, deterioro y amortización	15.2	14.4	11.1
Otra información (en miles de US\$):			
Gastos operativos	88,018	114,431	86,245
Regalías	38,908	61,008	50,323
Depreciación, deterioro y amortización	147,674	153,001	74,772

(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.

(2) 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 para el 2018 y 2019 y 366 días de 2020).

(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 destaca ciertos datos operativos hasta el final del cuarto trimestre de 2020 :

	2020			
	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	Periodo de tres meses terminado el 31 de marzo
Precio promedio del petróleo Brent (US\$/bbl) ⁽¹⁾	45.3	43.3	33.4	50.8
Precio promedio del petróleo crudo de Medanita (US\$/bbl) ⁽²⁾	40.4	41.4	30.3	48.6
Precio promedio del gas natural (US\$/MMBtu) ⁽⁴⁾	2.0	2.5	2.2	2.5
Volúmenes de producción netos:				
Petróleo (MMbbl)	2.1	1.6	1.4	1.5
Gas Natural (Bncf)	3.7	3.8	3.9	4.5
NGL (Mmboe)	0.0	0.1	0.1	0.1
Total (Mmboe)	2.8	2.3	2.2	2.4
Precio de venta realizado promedio:				
Petróleo (US\$/bbl)	40.1	39.1	26.5	43.0
Gas Natural(US\$/MMBtu)	1.6	2.2	2.2	2.2
NGL (US\$/bbl)	18.1	15.1	15.7	20.9
Listing cost (US\$/boe)	8.0	9.9	8.6	9.9
Número de pozos convencionales perforados.....	0	0	0	0
Número de pozos no convencionales perforados	10	2	0	4
Ingresos por contratos con clientes	79,536	69,863	51,219	73,320

(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.

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;
- los efectos del brote de COVID-19 y las medidas adoptadas, como resultado de la pandemia, por parte de los países en los cuales operamos;
- 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;
- las tasas de interés; y
- cambios en la demanda de productos de hidrocarburos y servicios relacionados como consecuencia de la pandemia de COVID-19

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 nuevos 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 “*INFORMACIÓN DE LA COMPAÑÍA – Transporte y tratamiento*” y “*INFORMACIÓN DE LA COMPAÑÍA – Propiedad, planta y equipo*” de este reporte anual.

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 medidas de salud y

seguridad introducidas por los gobiernos de Argentina y México, en conjunto con los lineamientos y procedimientos de emergencia de nuestra Compañía, han tenido, y probablemente seguirán teniendo, un impacto en nuestras operaciones de perforación, terminación y operaciones generales.

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:					
	2020	2019	2018	2017	2016	2015
PIB real (% de cambio) ⁽³⁾	(9.9) ⁽¹⁾	(2.1) ⁽¹⁾	2.6 ⁽²⁾	(2.1)	2.7	(2.5)
PIB nominal (en millones de AR\$) ⁽³⁾	27,021,238 ⁽¹⁾	21,447,250 ⁽¹⁾	14,542,722 ⁽²⁾	10,660,228	8,228,160	5,954,511
Índice de Precios al Consumidor variaciones (en %) (IPC) ⁽⁴⁾	36.1	53.8	47.6	24.8	41.0	26.9
Tipo de cambio nominal (en AR\$/US\$ al cierre del periodo)	89.3	63.0	37.8	18.8	15.9	13.0

(1) Información preliminar.

(2) Información provisional.

(3) Fuente: INDEC. Los datos preliminares y provisionales son los indicados por el INDEC

(4) 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

Las siguientes tablas muestran, para los periodos indicados, cierta información relativa a los tipos de cambio del dólar estadounidense, expresados en Pesos Argentinos nominales por Dólar (precio de demanda publicado por el Banco de la Nación Argentina).

	Promedio ⁽¹⁾	Cierre del ejercicio
Año terminado el 31 de diciembre de 2016.....	15.0	15.9
Año terminado el 31 de diciembre de 2017.....	16.7	18.7
Año terminado el 31 de diciembre de 2018.....	29.3	37.7
Año terminado el 31 de diciembre de 2019.....	51.1	63.0
Año terminado el 31 de diciembre de 2020.....	74.9	89.3
Mes terminado el 31 de septiembre de 2020	79.1	80.0
Mes terminado el 31 de octubre de 2020.....	82.5	83.5
Mes terminado el 30 de noviembre de 2020	85.1	86.5
Mes terminado el 31 de diciembre de 2020	87.8	89.3
Mes terminado el 31 de enero de 2021.....	90.9	92.3
Mes terminado el 28 de febrero de 2021	93.5	94.5
Mes terminado el 31 de marzo de 2021.....	96.1	97.5

(1) Los datos anuales reflejan la media de las tarifas de fin de mes. Los datos mensuales reflejan la media de los tipos al final del día.

Fuente: Secretaría de Gobierno de Energía de Argentina.

Las siguientes tablas muestran, para los períodos indicados, cierta información sobre los tipos de cambio de dólares estadounidenses, expresados en pesos mexicanos nominales por Dólar (precio para liquidar obligaciones publicado por el Banco de México).

	Promedio ⁽¹⁾	Cierre del ejercicio
Año terminado el 31 de diciembre de 2016.....	\$18.7	\$20.7
Año terminado el 31 de diciembre de 2017.....	\$18.9	\$19.7
Año terminado el 31 de diciembre de 2018.....	\$19.2	\$19.7
Año terminado el 31 de diciembre de 2019.....	\$19.3	\$18.9
Año terminado el 31 de diciembre de 2020.....	\$21.5	\$19.9
Mes terminado el 31 de septiembre de 2020	\$21.6	\$22.5
Mes terminado el 31 de octubre de 2020.....	\$21.4	\$21.4
Mes terminado el 30 de noviembre de 2020	\$20.5	\$20.0
Mes terminado el 31 de diciembre de 2020	\$20.0	\$19.9
Mes terminado el 31 de enero de 2021.....	\$19.9	\$20.3
Mes terminado el 28 de febrero de 2021	\$20.3	\$20.9
Mes terminado el 31 de marzo de 2021.....	\$20.8	\$20.6

(1) Refleja la media de los tipos al final del día.

Fuentes: Banco de México

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 65 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.

Controles de cambio de Argentina

A partir del 1º de septiembre de 2019, con el fin de fortalecer el funcionamiento normal de la economía, fomentar una administración prudente del mercado cambiario, reducir la volatilidad de las variables financieras y contener el impacto de las variaciones de los flujos financieros en la economía real, se restablecieron los controles cambiarios.

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 reporte anual 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 18.3 a nuestros Estados Financieros Auditados.

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 2.4.4 y 3.2.2 a nuestros Estados Financieros Auditados. 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 (una retención adicional del impuesto sobre la renta sobre los dividendos reales o previstos para las personas residentes en Argentina o a accionistas residentes en el extranjero también se promulgó a un 7% y 13% respectivamente, de manera que se complete una carga impositiva total del 35%). El 23 de diciembre de 2019, la Ley No° 27.541 fue publicada en la Gaceta Oficial, disponiendo -entre muchos otros aspectos fiscales federales, incluyendo la creación del "Impuesto PAIS" - la suspensión de la aplicación del 25% de la tasa del impuesto de sociedades durante un período fiscal. De acuerdo con otras aclaraciones hechas extraoficialmente por las autoridades fiscales argentinas, la tasa del 25% del impuesto de sociedades (junto con la El 13% de retención de impuestos sobre la renta sobre los dividendos reales o previstos) sería aplicable a partir de periodos fiscales iniciados después del 1 de enero de 2021. 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 33 a nuestros Estados Financieros Auditados.

Arrendamientos

El 1 de enero de 2019, adoptamos las NIIF 16 utilizando el método retrospectivo modificado de adopción con fecha de aplicación inicial el 1 de enero de 2019 y reconocimos todos los contratos de arrendamiento y contratos de prestación de servicio que son en esencia un arrendamiento su correspondiente derecho de uso activo y pasivo. Conforme a este método, la norma es aplicado con el efecto acumulativo de aplicar inicialmente la norma reconocida en la fecha de la aplicación inicial. Favor de referirse a la nota 15 de nuestros Estados Financieros Auditados para más detalles sobre el impacto que la adopción de que esta norma tiene en nuestra información financiera.

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 2.4.2.1 a nuestros Estados Financieros Auditados.

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. Durante 2019, el precio del petróleo a nivel global siguió disminuyendo, especialmente durante el segundo semestre del año, debido principalmente a los acontecimientos políticos en el Medio Oriente y a la controversia comercial entre China y los Estados Unidos. Además, sufrieron un impacto mayor como consecuencia del Decreto Presidencial No. 566. 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.

Durante el año 2020, los precios mundiales del petróleo disminuyeron bruscamente como consecuencia de las continuas limitaciones de la demanda derivadas de las restricciones relacionadas con la pandemia COVID-19. La recuperación económica mundial impulsó la demanda de crudo y los precios se recuperaron a finales de 2020. A principios de 2021, los precios mundiales del petróleo volvieron a los niveles anteriores a la pandemia, aunque la volatilidad siguió siendo alta y no se puede descartar el riesgo de que una segunda o tercera oleada de COVID-19 afecte negativamente a los precios. 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. 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. No podemos predecir qué medidas se implementarán o mantendrán por el gobierno argentino, 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:

	2020				2019	2018	2017	2016	2015	2014
	T4	T3	T2	T1						
Precio promedio del petróleo Brent (US\$/bbl) ⁽¹⁾	45.3	43.3	33.4	50.8	43.2	71.69	54.74	45.13	53.60	99.45
Precio promedio de petróleo crudo tipo Medanita (US\$/ bbl) ⁽²⁾	40.4	41.4	30.3	48.6	54.0	64.98	56.52	63.40	74.59	79.20
Precio promedio del gas natural (por MMBtu) ⁽³⁾	2.0	2.5	2.2	2.5	3.35	4.42	3.76	3.21	2.08	2.19

⁽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 reporte anual).

⁽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.

Pandemia de COVID-19

A fines de diciembre de 2019 se notificó a la Organización Mundial de la Salud una nueva forma de neumonía que se había detectado por primera vez en Wuhan, provincia de Hubei (COVID-19, causada por una nueva cepa de coronavirus), y pronto se confirmaron casos en múltiples provincias de China, así como en otros países. El 11 de marzo de 2020, la Organización Mundial de la Salud describió al COVID-19 como una pandemia. Los gobiernos de los países en que el coronavirus ha afectado a amplias franjas de la población, como los países de la Unión Europea, el Reino Unido, los Estados Unidos de América, Corea del Sur y Japón, entre otros, han adoptado varias medidas para controlar el coronavirus, entre ellas, cuarentenas obligatorias y restricciones de los viajes de ida y vuelta a los países mencionados por parte de las compañías aéreas y los gobiernos extranjeros.

La pandemia de COVID-19 está causando actualmente un impacto significativo en la economía global y los mercados financieros, la industria del petróleo y el gas, y nuestras operaciones en Argentina y México.

Resumimos a continuación los principales factores que afectaron nuestro desempeño durante 2020, y probablemente afectarán nuestro desempeño en 2021 y más allá :

Disminución de la demanda de petróleo. La demanda de nuestros productos de petróleo crudo y gas está en gran parte influenciada por la actividad y el crecimiento económico en Argentina, México y a nivel mundial. Los efectos de la crisis mundial de COVID-19 han llevado a una desaceleración económica mundial y, como resultado, se ha producido una disminución a nivel mundial de la demanda de petróleo crudo y derivados. Las últimas estimaciones de la IEA, EIA y OPEP, previeron que la demanda mundial de petróleo alcanzará los 99. 6 MMbb1/d para todo el año 2021, frente a los 94. 1 MMbb1/d para el año 2020. Dicha variación representa un aumento de 5,5 MMbb1/d durante todo el año 2021, frente a un descenso de 8,8 MMbb1/d durante 2020. Aunque el aumento de los casos de COVID-19 está disminuyendo el ritmo de la recuperación se espera que tras las campañas de vacunación propuestas y una aceleración

de la actividad económica, la demanda debería mostrar un mayor crecimiento durante la segunda mitad de 2021. Además, los gobiernos de todo el mundo, incluidos Argentina y México, han aplicado medidas para proteger a su población contra el COVID-19. Estas medidas preventivas han causado una disminución de la demanda de ciertos bienes y servicios, incluidos los productos derivados del petróleo. A la fecha de este reporte anual, no podemos predecir el efecto que estas medidas tendrán en nuestras operaciones o en nuestra condición financiera. En Argentina estamos experimentando actualmente niveles similares de contracción de la demanda de petróleo crudo, que nos ha obligado a cerrar la producción, como se explica a continuación.

Disminución de los precios internacionales del petróleo crudo. Como se expone en la sección “FACTORES DE RIESGO – Riesgos relacionados con nuestro negocio e industria - Estamos expuestos a los efectos de las fluctuaciones en los precios internacionales del petróleo y el gas”, durante marzo y abril de 2020, los precios del petróleo Brent se vieron forzados a la baja por la contracción de la demanda de crudo y la falta de consenso entre la OPEP y OPEP+ respecto de los recortes a la producción a principios de marzo. Los precios del crudo argentino están vinculados al Brent, por lo que también se vieron forzados a la baja en medio de un colapso de la demanda en el mercado interno. Como resultado, los precios del petróleo para la segunda mitad de marzo fueron de US\$24.6/bbl. El precio medio del petróleo Brent (por barril) durante el primer, segundo, tercero y cuarto trimestre de 2020 fue de \$50,8/bbl, \$33,4/bbl, \$43,3/bbl y \$40,4 /bbl, respectivamente.

Actividad. Derivado de la baja de precios en Argentina y México y a la repentina disminución de la demanda de petróleo crudo en Argentina, el 20 de marzo de 2020 decidimos detener nuestra actividad de perforación y terminación en nuestro proyecto en Vaca Muerta en Bajada del Palo Oeste. Para garantizar la continuidad de nuestras operaciones, hemos puesto en marcha un Plan de Continuidad de Negocio de negocio (BCP) basado en el mantenimiento de turnos mínimos de personal que operan como células totalmente independientes. Nuestra estrategia de células reúne a personas en pequeños equipos que trabajan sobre el terreno con una interacción mínima o nula con otras células. Coordinamos semanalmente simulacros de emergencia para preparar a los empleados y contratistas a gestionar mejor los síntomas compatibles con COVID-19. Se realizan controles de entrada, pruebas de temperatura y encuestas médicas a los empleados y contratistas de terceros antes de que lleguen a su turno para descartar cualquier caso de síntomas compatibles con el COVID-19. Durante el tercer trimestre de 2020, adoptamos un nuevo protocolo para reiniciar las operaciones de perforación, terminación y extracción.

Producción. La pandemia de COVID-19 afectó significativamente a la demanda internacional y local de petróleo: los precios mundiales se desplomaron y se produjo un complejo escenario para evacuar la producción, lo que afectó a los flujos de ingresos de las compañías petroleras y la solidez financiera. Debido a la contracción de la demanda de crudo, el 20 de marzo de 2020, decidimos cerrar nuestros 12 pozos en Vaca Muerta durante 2 meses aproximadamente, lo que equivalió a aproximadamente el 30% de nuestra producción total. Además, encontramos rápidamente soluciones al complejo contexto comercial de 2020: fuimos precursores en Argentina en asegurar el almacenamiento flotante para evitar la venta de petróleo a precios bajos en el segundo trimestre de 2020; y aumentamos las exportaciones a aproximadamente 2.8 millones de barriles de petróleo entre la recuperación de la demanda, convirtiéndose en el primer exportador de petróleo liviano de Argentina en 2020.

Ahorro de costos. Nuestra respuesta al COVID-19 abarcó los ámbitos financieros, operativos y contractuales, contribuyendo a la resiliencia de Vista en un entorno difícil de descenso del precio y la demanda del petróleo. Como complemento de nuestro PCB, adoptamos una estrategia centrada en la preservación de la caja y la protección del valor estratégico. Nuestro plan de preservación de la caja incluyó una disminución de alrededor del 30% en los gastos de capital de 2020 en comparación con el presupuesto original, así como una revisión de más de 20 contratos de servicios petroleros y una revisión exhaustiva de los gastos generales y administrativos de acuerdo con una mentalidad ajustada. La revisión de los mencionados contratos condujo a una empresa más eficiente con una estructura de costos de explotación basada en una nueva concepción.

Rendimiento financiero. La combinación de precios más bajos y niveles de producción más bajos impactó negativamente nuestros ingresos netos, el EBITDA ajustado y los flujos de efectivo de las operaciones en los próximos trimestres. Al 31 de diciembre de 2020, Vista realizó una prueba de deterioro

que dio como resultado una pérdida por deterioro de 14.4 millones de dólares, principalmente impulsada por los precios del crudo, el gas natural y los LGN y un aumento de la tasa de descuento.

Con base en lo anteriormente mencionado y dada la incertidumbre del efecto duradero de la pandemia de COVID-19, Vista ha adoptado medidas decisivas. Vista ha seguido operando durante la pandemia de COVID-19, monitoreando el impacto en la salud de nuestros trabajadores y en nuestras operaciones comerciales. Conforme a nuestro plan de continuidad de negocios, hemos reducido nuestra fuerza de trabajo activa en nuestros campos, implementado turnos alternos, permitido a la mayoría de nuestra fuerza laboral trabajar a distancia e implementamos procedimientos adicionales para desinfectar nuestras instalaciones. Además, actualmente estamos realizando chequeos de temperatura a aquellos empleados trabajando en los campos e implementado un protocolo para síntomas y diagnósticos de COVID-19.

Para mayor información, favor de referirse a la sección “FACTORES DE RIESGO – Riesgos relacionados con nuestro negocio e industria - Estamos expuestos a contracciones en la demanda de petróleo crudo y gas natural y a contracciones en la demanda de cualquiera de sus subproductos” y “FACTORES DE RIESGO – Riesgos relacionados con las economías y entornos regulatorios argentinos y mexicanos - El nuevo brote de coronavirus podría tener un efecto adverso en nuestras operaciones comerciales.”

Nota acerca de la comparabilidad de nuestros resultados de operación

El 4 de abril del 2018, Vista llevó a cabo la Combinación Inicial de Negocios. Para más información sobre la Combinación Inicial de Negocios, favor de referirse a la sección “PRESENTACIÓN DE INFORMACIÓN – Estados Financieros” “PRESENTACIÓN DE INFORMACIÓN – Combinación Inicial de Negocios.”

La comparación de nuestros resultados de operaciones se ve afectada por la consumación de la Combinación Inicial de Negocios y la contabilidad de compras.

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 Auditados y las notas que los acompañan. Utilizamos estas mediciones para tomar decisiones acerca del uso de nuestros recursos y para evaluar nuestro desempeño financiero.

Año terminado el 31 de Diciembre de 2020 comparado con el año terminado el 31 de diciembre de 2019

	Año finalizado el 31 de diciembre de 2020		Año finalizado el 31 de diciembre de 2019	
	(en miles de Dólares, salvo por datos por acción)	(%de ingresos)	(en miles de Dólares, salvo por datos por acción)	(%de ingresos)
Ingreso por ventas a clientes	273,938	100%	415,976	100%
Costo de ventas:	(271,505)	(99%)	(328,130)	(79%)
Utilidad bruta	2,433	1%	87,846	21%
Gastos de ventas	(24,023)	(9%)	(27,138)	(7%)
Gastos generales y de administración	(33,918)	(12%)	(42,400)	(10%)
Gastos de exploración	(646)	(0%)	(676)	(0%)
Otros ingresos operativos	5,573	2%	3,165	1%

Otros gastos operativos	(4,989)	(2%)	(6,180)	(0%)
Deterioro de la propiedad, planta y equipo	(14,438)	(5%)		
(Pérdida) utilidad de operación	(70,008)	(26%)	14,617	(4%)
Ingresos por intereses	822	0%	3,770	1%
Gastos por intereses	(47,923)	(17%)	(34,163)	(8%)
Otros resultados financieros	4,247	2%	(715)	(0%)
Resultados financieros netos	(42,854)	(16%)	(31,108)	(7%)
(Pérdida) antes de impuestos	(112,862)	(41%)	(16,491)	(4%)
(Gasto) Impuesto sobre la renta corriente	(184)	(0%)	(1,886)	(0%)
Beneficio/(Gasto) Impuesto sobre la renta diferido	10,297	4%	(14,346)	(3%)
Beneficio/(Gasto) de impuesto sobre la renta	10,113	4%	(16,232)	(4%)
(Pérdida) neta del año	(102,749)	(38%)	(32,723)	(8%)
Otros resultados integrales				
- Ganancia (Pérdida) por remediación relacionada con planes de beneficios definidos	460	0%	(1,577)	(0%)
- (Gasto) Beneficio de impuesto sobre la renta diferido	(114)	(0%)	394	(0%)
Otros resultados integrales que no serán reclasificados a resultados en años posteriores	346	0%	(1,183)	(0%)
Otros resultados integrales del año, netos de impuestos	346	0%	(1,183)	(0%)
Total (pérdida) integral del año	(102,403)	(37%)	(33,906)	(8%)
(Pérdida) por acción atribuible a los accionistas de la Compañía				
Acción básica y diluida - (en dólares por acción)	(1.175)	N/A	(0.409)	N/A

Ingresos por contratos con clientes

A continuación, se proporciona información detallada sobre nuestros ingresos por contratos con clientes (en miles de Dólares):

Tipo de productos	Año finalizado el 31 de diciembre de 2020	Año finalizado el 31 de diciembre de 2019
Ingresos por ventas de petróleo crudo	236,596	338,272
Ingresos por ventas de gas natural	33,575	71,524
Ingresos por ventas de GLP	3,767	6,180
Ingresos por contratos con clientes	273,938	415,976

El total de ingresos por contratos con clientes disminuyó a US\$273.9 durante el año terminado el 31 de diciembre de 2020, comparado con US\$416.0 durante el año terminado el 31 de diciembre de 2019. Esta disminución fue originada principalmente por una menor producción como consecuencia de la

disminución de la demanda de petróleo (que provocó el cierre de nuestros pozos de petróleo *shale* durante 3 meses) y una menor actividad de perforación y terminación.

Los ingresos de petróleo crudo disminuyeron a US\$236.6 durante el año terminado el 31 de diciembre de 2020 en comparación con US\$338.3 durante el año terminado el 31 de diciembre de 2019, lo que representó el 86% y 81% de nuestros ingresos totales por contratos con clientes, respectivamente. Esta disminución fue principalmente debido a una disminución del precio promedio del crudo del 30%.

El volumen total de petróleo crudo vendido se mantuvo prácticamente estable en 6,367Mbbl durante el año terminado el 31 de diciembre de 2020, comparado con 6,386Mbbl durante el año terminado el 31 de diciembre de 2019 como resultado de un año en el que conectamos 12 pozos de petróleo *shale*, cuya producción se vio compensada por el cierre de nuestros pozos de petróleo *shale* durante aproximadamente 60 días.

Los precios medios de venta de petróleo crudo disminuyeron a US\$37.2 /bbl durante el año finalizado el 31 de diciembre de 2020, en comparación con los US\$53.0 /bbl durante el año finalizado el 31 de diciembre de 2019, una disminución que fue impulsada principalmente por un precio más bajo del Brent, que disminuyó un 33% durante 2020 en comparación con 2019.

Los ingresos de gas natural disminuyeron a US\$33,6 millones durante el año terminado el 31 de diciembre de 2020 en comparación con US\$71.5 millones durante el año terminado el 31 de diciembre de 2019, lo que representó el 12% y 17% de nuestros ingresos totales provenientes de contratos con clientes, respectivamente. Esta disminución fue impulsada principalmente por una reducción en la producción de gas natural como por el precio del gas natural.

El volumen total de gas natural vendido fue de US\$2,929Mboe durante el año terminado el 31 de diciembre de 2020 en comparación con 3,665 Mboe durante el año terminado el 31 de diciembre de 2019. Esta disminución fue principalmente debido a una menor producción de gas convencional.

Los precios medios de venta de gas natural disminuyeron a U\$2.0 /MMBtu durante el año finalizado el 31 de diciembre de 2020, una disminución del 39% en comparación con U\$3.3 /MMBtu durante el año finalizado el 31 de diciembre de 2019. Dicha disminución fue impulsada principalmente por un menor precio en el segmento industrial debido a una menor demanda.

Los ingresos de NGL disminuyeron a US\$3,8 millones de dólares durante el año terminado el 31 de diciembre de 2020 en comparación con US\$6.2 millones durante el año terminado el 31 de diciembre de 2019, lo que representó aproximadamente el 1% de nuestros ingresos totales por contratos con clientes en ambos ejercicios.

Durante los ejercicios de 2020 y 2019, el 99% de nuestros ingresos fueron generados por nuestras propiedades de petróleo y gas en Argentina.

Costo de Ventas

	Por el año terminado el 31 de diciembre de 2020	Por el año terminado el 31 de diciembre de 2019
	(en miles de dólares US\$)	
Gastos de operación.....	(88,018)	(114,431)
Fluctuación del mercado de petróleo crudo	3,095	310
Depreciación, agotamiento y amortización.....	(147,674)	(153,001)
Regalías	(38,908)	(61,008)

Total de Costo de Ventas	(271.505)	(328,130)
---------------------------------------	-----------	-----------

El costo de ventas disminuyó a US\$271,5 millones durante el año terminado el 31 de diciembre de 2020 en comparación con US\$328.1 millones durante el año terminado el 31 de diciembre de 2019. El costo total de ventas incluyó fluctuaciones en el inventario de petróleo crudo, gastos de operación, depreciación, el agotamiento y amortización y regalías. Esta disminución fue impulsada principalmente por la renegociación de contratos de servicios petrolíferos con proveedores clave que mejoraron nuestra estructura de costos.

Los gastos de operación disminuyeron a US\$88.0 millones durante el año terminado el 31 de diciembre de 2020 en comparación con US\$114.4 durante el año terminado el 31 de diciembre de 2019, lo que representó el 32% y 35% de nuestro costo total de ventas, respectivamente. Esta disminución fue impulsada principalmente por la renegociación de más de 20 contratos clave de servicios petroleros.

Los gastos de explotación por barril producido disminuyeron a U\$9.0/boe durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020, frente a US\$10.8/boe durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019. Dicha disminución se debió principalmente a la renegociación de contratos de servicios petrolíferos con proveedores clave que mejoraron nuestra estructura de costos y al apalancamiento de nuestro aumento de la producción de *shale* en las operaciones convencionales existentes.

La depreciación, el agotamiento y la amortización disminuyeron a US\$147.7 millones durante el año terminado el 31 de diciembre de 2020 en comparación con US\$153.0 durante el año terminado el 31 de diciembre de 2019, lo que representó el 54% y el 47% de nuestro costo total de ventas, respectivamente. Esta disminución fue impulsada principalmente por la reducción de la relación de depreciación, agotamiento y amortización (producción total a reservas probadas).

Las regalías disminuyeron a US\$38.9 millones durante el año terminado el 31 de diciembre de 2020 en comparación con US\$61.0 millones durante el año terminado el 31 de diciembre de 2019, lo que representó el 14% y 19% de nuestro costo total de ventas, respectivamente. Esta disminución fue impulsada principalmente por el inicio de las ventas de exportación durante el ejercicio 2020 las cuáles reducen el cargo por regalías adicionalmente las mencionadas disminuciones en la producción total, el precio realizado del petróleo y el precio realizado del gas natural impulsaron la caída en el gasto de regalías.

Utilidad bruta

La utilidad bruta disminuyó a US\$2.4 millones durante el año terminado el 31 de diciembre de 2020 en comparación con US\$ 87.8 millones durante el año terminado el 31 de diciembre de 2019, lo que representó el 1% y 21% de nuestro total de ingresos por ventas a clientes, respectivamente.

Gastos de venta

Los gastos de venta disminuyeron a US\$24.0 durante el año terminado el 31 de diciembre de 2020 en comparación con US\$27.1 millones durante el año terminado el 31 de diciembre de 2019, lo que representó el 9% y 7% de nuestro total de ingresos por ventas a clientes, respectivamente. Esta disminución fue impulsada principalmente por una disminución del 54% en los impuestos, tasas y contribuciones, 33% en el impuesto sobre las transacciones bancarias y por exportaciones de venta durante 2020. Dichas variaciones fueron parcialmente compensada por un aumento del 9.106% en los honorarios y compensaciones por servicios, en todos los casos durante 2020 en comparación con 2019.

Dichas variaciones fueron principalmente impactadas por la devaluación del Peso Argentino contra el Dólar.

Gastos Generales y Administrativos

Los gastos generales y administrativos disminuyeron a US\$33.9 millones durante el año terminado el 31 de diciembre de 2020 en comparación con US\$ 42.4 millones durante el año terminado el 31 de diciembre de 2019, lo que representó el 12% y 10% de nuestro costo total de ventas, respectivamente. Esta disminución fue impulsada principalmente por una disminución en los salarios y cargas sociales del 19%, los beneficios de los empleados del 18%, honorarios y compensación por servicios del 33%, en todos los casos, durante el 2020 en comparación con 2019, como parte de la reducción de la fuerza laboral y de los gastos con terceros.

Gastos de Exploración

Los gastos de exploración se mantuvieron estables, con un total de US\$0.6 millones durante el año terminado el 31 de diciembre de 2020, en comparación con US\$0.7 millones durante el año terminado el 31 de diciembre de 2019, con niveles de actividad de exploración similares.

Otros ingresos operativos

Otros ingresos operativos aumentaron a US\$5.6 millones durante el año terminado el 31 de diciembre de 2020 en comparación con US\$3.2 millones durante el año terminado el 31 de diciembre de 2019. Este aumento fue impulsado principalmente por el aumento de los Servicios a terceros del 19% durante 2020 en comparación con 2019 y la ganancia contable por la participación adicional en Coirón Amargo Norte (ganancia obtenida por la compra en la combinación de negocios) de US\$1.4 millones durante 2020, en comparación con cero durante 2019.

Otros gastos operativos

Otros gastos operativos disminuyeron a US\$5.0 millones durante el año terminado el 31 de diciembre de 2020 en comparación con US\$6.2 durante el año terminado el 31 de diciembre de 2019. Esta disminución fue impulsada por un efecto neto de una disminución en otros gastos de US\$0,7 y una disminución por la variación de una ganancia de US\$1,0 millones en provisión por obsolescencia de inventarios a una pérdida de US\$0,6 millones y un aumento de US\$1,4 en gastos de reorganización, en todos los casos durante 2020 en comparación con 2019.

Utilidad de Operación

La utilidad operativa disminuyó a una pérdida de US\$70.0 millones durante el año terminado el 31 de diciembre de 2020 en comparación con la utilidad de US\$14.6 millones obtenida durante el año terminado el 31 de diciembre de 2019. lo que representó el (26)% y 4.0% de nuestro costo total de ventas, respectivamente.

Ingresos por intereses

Los ingresos por intereses disminuyeron a US\$0.8 millones durante el año terminado el 31 de diciembre de 2020 en comparación con US\$3.8 millones durante el año terminado el 31 de diciembre de 2019. Esta disminución fue impulsada principalmente por una reducción del 100% en los Intereses sobre bonos del gobierno a costos amortizados.

Gastos por intereses

Los gastos por intereses aumentaron a US\$47.9 millones durante el año terminado el 31 de diciembre de 2020 en comparación con US\$34.2 durante el año terminado el 31 de diciembre de 2019. Este aumento fue impulsado principalmente por una mayor deuda bruta promedio durante 2020 en comparación con 2019.

Otros Resultados Financieros

Otros resultados financieros totalizaron una ganancia de US\$4.2 millones durante el año terminado el 31 de diciembre de 2020, en comparación con una pérdida de US\$0.7 millones durante el año terminado el 31 de diciembre de 2019. Este cambio fue impulsado principalmente por un aumento del 141% en Cambios en el valor razonable de Warrants, y parcialmente compensado por una la pérdida de Deterioro de activos financieros, que fue de US\$4. 8 millones, en comparación con cero, en todos los casos durante 2020 en comparación con 2019

Pérdida antes del Impuesto sobre la Renta

La pérdida antes de impuestos sobre la renta fue de US\$112.9 millones de dólares durante el año terminado el 31 de diciembre de 2020, en comparación con una pérdida de US\$16.5 millones de dólares durante el año terminado el 31 de diciembre de 2019.

Beneficio (gasto) por impuesto sobre la renta

Nuestros beneficio por impuestos sobre la renta fue de US\$10.1 millones durante el año terminado el 31 de diciembre de 2020, en comparación con un gasto de US\$ 16.2 millones durante el año terminado el 31 de diciembre de 2019. La disminución fue impulsada principalmente por (i) una disminución en los gastos de impuesto sobre la renta corriente de US\$3,0 a US\$0,1 millones en comparación con el año terminado el 31 de diciembre de 2019, que fue impulsado principalmente por el mayor monto de pérdidas fiscales generadas por Vista Argentina, nuestra principal subsidiaria, durante 2019 (que fue resultado del impacto combinado de una devaluación del Peso argentino frente al Dólar y una posición de deuda neta en Dólares) y (ii) una ganancia en el impuesto sobre la renta diferido durante 2020 de US\$10,3 frente a una pérdida de US\$14,3 en 2019, dicha variación fue impulsada principalmente por la generación de NOL de nuestra principal filial Vista Argentina.

Pérdida neta del año

La pérdida neta fue de US\$102.7 millones durante el año terminado el 31 de diciembre de 2020 en comparación con la pérdida de US\$32.7 millones durante el año terminado el 31 de diciembre de 2019.

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 gas líquido y nuestra capacidad de generar flujos de efectivo de nuestras operaciones;
- nuestros requerimientos de gastos de capital; y
- el nivel de nuestra deuda pendiente y los intereses que estamos obligados a pagar por esta deuda.

Desde nuestra constitución el 22 de marzo de 2017, hemos recaudado US\$650 millones en ofertas de capital público, US\$95 millones en ofertas de capital privado y US\$300 millones a través de créditos, como se describe más adelante, los cuales, netos de los derechos de amortización, han sido utilizados para financiar la Combinación Inicial de Negocios, nuestro programa de inversiones de capital y para aumentar 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 reporte anual.

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 reporte anual.

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) (el “Contrato de Suscripción Futura de Valores”).

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 reporte anual.

A la fecha de este reporte anual tenemos 40,940,953 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 Contrato de Crédito.
- 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. Nuestro flujo generado por actividades operativas por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018 fue de US\$93,779, US\$235,009 y US\$122,776.

En julio de 2019, completamos una oferta global que consistió en una oferta pública primaria en México de nuestras Acciones Serie A y una subsecuente oferta pública internacional en Estados Unidos y otros países de nuestras Acciones Serie A representadas por ADS en el NYSE, por un total de 10,906,257 Acciones Serie A (incluidas todas las opciones de sobreasignación). Los ADSs comenzaron a cotizar en el NYSE el 26 de julio de 2019 bajo la denominación “VIST”. Los recursos brutos obtenidos en la oferta global ascendieron a aproximadamente US\$101 millones de Dólares, antes de los gastos y honorarios.

Deuda

Al 31 de diciembre del 2020 teníamos deuda financiera por un total de US\$539.8 millones.

El 19 de julio de 2018 Vista Argentina como acreditada, Vista, Vista Holding I, APCO Argentina y APCO International como garantes, celebraron un contrato de crédito sindicado por un monto principal total de US\$300 millones (el “Contrato de Crédito”) con el siguiente sindicato de bancos: Banco de Galicia y Buenos Aires S.A.U., Itaú Unibanco S.A.U., Nassau Branch, Banco Santander Rio S.A. y Citibank, N.A. (actuando a través de sus servicios bancarios internacionales), (los “Acreedores”). Vista Holding II y Aluvional Logística S.A. son también garantes desde octubre de 2018 y febrero de 2021, respectivamente.

El Contrato de Crédito consiste en (i) un *tranche* a cinco años que devenga intereses a tasa fija y (ii) un *tranche* que devenga intereses a tasa variable. El 19 de julio de 2018 Vista Argentina solicitó un desembolso por US\$300 millones al amparo del Contrato de Crédito. 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 los Acreedores (el "Crédito Puente"); (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 Contrato de Crédito 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 Contrato de Crédito 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 del Contrato de Crédito, Vista puede ser requerido de tiempo en tiempo para agregar subsidiarias materiales adicionales de Vista como Garantes bajo el Contrato de Crédito. Cualquiera de estos Garantes está sujeto a las obligaciones de hacer y no hacer y otras restricciones aplicables a las partes del préstamo bajo el Contrato de Crédito. 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 reporte anual, no existe ningún incumplimiento o evento de incumplimiento pendiente bajo el Contrato de Crédito.

El 10 de junio de 2019, Vista Argentina, nosotros, Vista Holding I, APCO Argentina, APCO International y Vista Holding II celebramos un primer convenio modificatorio al Contrato de Crédito (el "Primer Modificadorio") con los Acreedores y con Itaú Unibanco S.A., Nassau Branch, como agente administrativo. El Primer Modificadorio nos brinda a nosotros, a los demás Garantes y a Vista Argentina, *inter alia*, 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 Crédito para asegurarse de que dividendos y distribuciones a Vista y otras personas (sujeto a ciertos límites) .

El 12 de marzo de 2019, Vista Argentina, nosotros, Vista Holding I, y Vista Holding II celebramos un segundo convenio modificatorio al Contrato de Crédito (el "Segundo Modificadorio") con los Acreedores y con Itaú Unibanco S.A., Nassau Branch, como agente administrativo. El Segundo Modificadorio brinda la relación entre la deuda neta consolidada ajustada y el EBITDA consolidado ajustado que se probará de forma consolidada a nivel de Vista Holding I (excluyendo la deuda de Vista Holding I con nosotros o con cualquiera de los garantes). Anteriormente, dicho índice excluía la deuda y el EBITDA de Vista Holding I para fines de prueba.

El 17 de julio de 2020, Vista Argentina, nosotros, Vista Holding I, y Vista Holding II celebramos un nuevo convenio modificatorio al Contrato de Crédito (el "Tercer Modificadorio") con los Acreedores y con Itaú Unibanco S.A., Nassau Branch, como agente administrativo. El Tercer Modificadorio prevé la modificación de determinadas disposiciones respecto del pagos anticipados obligatorios, obligaciones, eventos de incumplimiento y endeudamiento refinanciado permitido, así como un incremento de la deuda permitida a US\$30 millones. Dicho Tercer Modificadorio también prevé el aplazamiento de los pagos de US\$1.5 millones US\$3.5 millones del importe principal adeudado a Citibank N.A. conforme al Contrato de Crédito El 12 de marzo de 2021, Vista Argentina prepagó US\$4,500,000 del principal que había sido diferido en el Tercer Modificadorio.

El 17 de julio de 2020, Vista Argentina, nosotros, Vista Holding I y Vista Holding II celebramos un contrato de crédito sindicado regulado por la legislación argentina con Banco de Galicia y Buenos Aires S.A.U., Banco Santander Rio S.A., La Sucursal de Citibank, N.A. establecida en la República Argentina y Banco Itaú Argentina S.A., como acreedores, y Banco de Galicia y Buenos Aires S.A.U, como agente

administrativo (el "Crédito en Pesos"). El 20 de julio de 2020, se desembolsó el primer *tranche* por un monto de AR\$ 968,085,000. El segundo desembolso de este Contrato de Crédito en pesos se realizó el 20 de enero de 2021 por un monto de AR\$2,331,720,000. Los préstamos desembolsados en la primera fecha se reembolsarán en una sola cuota el 20 de enero de 2022, mientras que los préstamos desembolsados en la segunda fecha se reembolsarán en una sola cuota el 20 de enero de 2022 y los desembolsados en la segunda fecha de desembolso se reembolsarán el 20 de enero de 2023. Vista Oil & Gas, S.A.B. de C.V., Vista Holding I y Vista Holding II otorgaron una garantía regida por la ley mexicana para garantizar las obligaciones de Vista Argentina. El 12 de marzo de 2021, los dos primeros *tranches* fueron prepagados por un monto de AR\$968,085,000 y AR\$2,331,720,000, respectivamente. El 19 de enero de 2021, las partes de este Contrato de Crédito acordaron modificar ciertas definiciones y compromisos financieros, a la vez que se incorporó un *tranche* adicional por el monto equivalente en Pesos Argentinos de US\$38,250,000, cuyo desembolso está previsto para el 20 de julio de 2021.

El 19 de enero de 2021, Vista Argentina, nosotros, Vista Holding I y Vista Holding II celebramos una nueva modificación del Contrato de Crédito (el "Contrato de Crédito Modificado y Reexpresado") con los Acreedores y con Itaú Unibanco S.A., Nassau Branch, como agente administrativo. El Contrato de Crédito Modificado y Reexpresado modifica, entre otras, ciertas disposiciones que nos permiten refinanciar el endeudamiento tras ciertas restricciones impuestas por la Comunicación "A" 7123 del BCRA y obligaciones que permiten la capitalización de las afiliadas (incluida Aluvional Logística S.A.).

El 19 de enero de 2021, Vista Argentina celebró un contrato de crédito bilateral con Banco Santander Internacional, por un monto de US\$11,700,000, con una garantía en efectivo conforme a dos Contratos de Prenda celebrados (i) entre Vista Argentina y Banco Santander Internacional; (ii) entre nosotros y Banco Santander Internacional. El Contrato prevé pagos de amortización el 27 de junio de 2021, el 20 de enero de 2022 y el 20 de enero de 2026.

El 1 de marzo de 2021, Aluvional Logística S.A. ("Aluvional") celebró el Contrato de Crédito en calidad de Garante, conforme a cierto Contrato de Garantía entre Aluvional e Itaú Unibanco S.A., Nassau Branch, como agente administrativo del Contrato de Crédito. En la misma fecha, se ejecutó una garantía similar conforme al Crédito en Pesos.

El 7 de mayo de 2019 los accionistas de Vista Argentina aprobaron la creación un programa de emisión de obligaciones negociables simples no convertibles en acciones a corto, medio o largo plazo, subordinadas o no subordinadas, garantizadas o no garantizadas, por un importe total de hasta US\$800,000,000o su equivalente en otras divisas (el "Programa de Deuda"). El Programa de Deuda fue aprobado por la Comisión Nacional de Valores (CNV). Por lo tanto, Vista Argentina puede ofrecer públicamente y emitir títulos de deuda en Argentina.

El 30 de julio de 2019, Vista Argentina celebró un contrato de crédito con el Banco BBVA Argentina S.A. por un monto de US\$15,000,000, a una tasa fija anual del 9.4% y a un plazo de 36 meses. El 15 de julio de 2020, Vista Argentina y el Banco BBVA Argentina S.A. acordaron refinanciar el 75% de las cuotas de capital bajo el contrato de crédito que hasta dicho aplazamiento vencían entre el 30 de julio de 2020 y el 30 de junio de 2021. El 31 de julio de 2020 se desembolsó el primer *tranche* refinanciado fue desembolsado por un monto de AR\$120,423,795, por un plazo de 18 meses con amortización trimestral a partir del duodécimo mes, y una tasa de interés anual variable de Badlar más un margen del 8%. El 30 de octubre de 2020, se desembolsó el segundo *tranche* refinanciado por un monto de AR\$ 130,482,028, a un plazo de 18 meses con amortización trimestral a partir del duodécimo mes, y una tasa de interés anual variable de Badlar más un margen del 8%. El 29 de enero de 2021, Vista Argentina recibió el desembolso del tercer *tranche* por un monto de AR\$145,359,714, a una tasa de interés variable anual de Badlar más

un margen adicional del 8%, con vencimiento el 31 de julio, 2022. El 12 de marzo de 2021 se prepagaron los dos primeros *tranches* por un monto de AR\$120,423,795 y AR\$130,482,028, respectivamente.

El 31 de julio de 2019, Vista Argentina emitió un bono a 24 meses por US\$50 millones a una tasa de interés fija del 7.88% anual. Adicionalmente, el 7 de agosto de 2019, Vista Argentina emitió un bono a 36 meses por US\$50 millones adicionales a una tasa de interés fija del 8.50% anual. En febrero de 2020, Vista Argentina emitió un bono a 4 años por US\$50 millones adicionales a una tasa de interés fija del 3.50% anual.

El 7 de agosto de 2020, Vista Argentina emitió obligaciones por un monto nominal de AR\$725,650,000, a una tasa de interés variable equivalente a *Badlar* más un margen aplicable del 1,37% nominal anual, cuyo capital será totalmente amortizado en una sola cuota en la fecha de vencimiento, el 7 de febrero de 2022, y emitió obligaciones por un monto nominal de US\$20,000,000, a una tasa de interés nominal fija anual del 0%, cuyo capital será totalmente amortizado en una sola cuota en la fecha de vencimiento, el 7 de agosto de 2022.

El 4 de diciembre de 2020, Vista Argentina emitió pagarés por un monto nominal de US\$10,000,000 *Dollar Linked*, a una tasa de interés fija anual del 0%, cuyo monto principal se amortizará totalmente en una sola cuota en la fecha de vencimiento, el 7 de agosto de 2022, y también emitió pagarés por un monto nominal de US\$10,000,000, a una tasa de interés fija anual nominal del 3.25%, cuyo monto principal se amortizará totalmente, en una sola cuota, en la fecha de vencimiento, el 4 de diciembre de 2024.

El 10 de marzo de 2021, Vista Argentina emitió pagarés por un importe nominal de US\$42,371,396, a un tipo de interés nominal anual fijo del 4,25%, cuyo principal se amortizará íntegramente en una única cuota en la fecha de vencimiento, el 10 de marzo de 2024; y también emitió pagarés por un importe nominal de 9,323,430 UVA (unidades de valor adquisitivo), a un tipo de interés nominal anual fijo del 2,73%, cuyo principal se amortizará íntegramente en una única cuota en la fecha de vencimiento, el 10 de septiembre de 2024. El 26 de marzo de 2021, Vista Argentina emitió pagarés adicionales por un importe nominal de 33,966,570 UVA (unidades de valor adquisitivo) con las mismas condiciones de vencimiento e interés que las emitidas en UVA el 10 de marzo de 2021.

El 11 de septiembre de 2019, el Consejo de Administración de la DFC Internacional de Estados Unidos, antes OPIC, aprobó la concesión de un financiamiento de hasta 300 millones de Dólares a Vista Argentina por un periodo de diez años y de US\$150 millones a Aleph Midstream por un periodo de diez años. Este financiamiento está aún sujeta a la finalización de la documentación definitiva y al cumplimiento de las condiciones precedentes. Tenemos la intención de utilizar los ingresos de dicho financiamiento para financiar los gastos de capital relacionados con nuestro plan de desarrollo en la concesión Bajada del Palo Oeste y las instalaciones relacionadas. Si bien el proceso para obtener dicho financiamiento ha comenzado, no se puede asegurar que la OPIC apruebe y otorgue dicho financiamiento.

El 12 de diciembre de 2019, Vista Argentina celebró un contrato de préstamo con Banco BBVA Argentina S.A. por un monto de AR\$725,000,000, a una tasa fija anual en pesos argentinos del 62.0% y a un plazo de tres meses. El préstamo fue pagado el 25 de marzo de 2020.

El 12 de diciembre de 2019, Vista Argentina celebró un contrato de préstamo con Banco de Galicia y Buenos Aires S.A.U. por un monto de AR\$600,000,000, a una tasa de interés variable anual en Pesos Argentinos de la tasa base *Badlar* Ajustada más un margen aplicable del 8.25% y a un plazo de 15 meses. El préstamo fue prepagado el 27 de marzo de 2020.

El 13 de julio de 2020, Vista Argentina celebró un contrato de préstamo con Banco Macro S.A. por un monto de AR\$1,800,000,000 a 12 meses, con tasa *Badlar* + 9% y vencimiento el 13 de julio de 2021. El préstamo fue prepagado el 5 de abril de 2021 y el 9 de abril de 2021.

El 11 de enero de 2021, Vista Argentina celebró un contrato de préstamo con el Banco de la Provincia de Buenos Aires por un monto de AR\$450 millones a una tasa de interés anual fija del 40%, con vencimiento el 8 de julio de 2021. El préstamo fue prepagado el 26 de marzo de 2021.

El 19 de enero de 2021, Vista Argentina celebró un contrato de préstamo con el Banco de la Provincia de Buenos Aires por un monto de AR\$300,0 millones a una tasa de interés anual fija del 41% con vencimiento el 16 de julio de 2021. El préstamo fue prepagado el 26 de marzo de 2021.

El 23 de abril de 2021, Vista Argentina celebró un contrato de préstamo con BYMA por AR\$668 millones, a una tasa de interés anual del 32.26% y por un período de 3 días. Como parte de esta transacción, se pignoraron bonos del Tesoro de los Estados Unidos como garantía.

El 23 de abril de 2021, Vista Argentina celebró un contrato de préstamo con BYMA por AR\$83 millones, a una tasa de interés anual del 32.20% y a un plazo de 3 días. Como parte de esta operación, se pignoraron bonos gubernamentales como garantía.

El 23 de abril de 2021, Vista Argentina celebró un contrato de préstamo con BYMA por AR\$3,916 millones, a una tasa de interés anual del 32.19% y a un plazo de 3 días. Como parte de esta operación, se pignoraron bonos del Tesoro de los Estados Unidos como garantía.

El 23 de abril de 2021, Vista Argentina celebró un contrato de préstamo con BYMA por AR\$299 millones, a una tasa de interés anual del 32.18% y a un plazo de 3 días. Como parte de esta operación, se pignoraron bonos del Tesoro de los Estados Unidos como garantía.

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. Tenemos la intención de financiar nuestros gastos de capital con efectivo generado por nuestras operaciones, efectivo en caja y financiamiento de deuda y capital.

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.

Durante el año terminado el 31 de diciembre de 2020, hicimos gastos de capital por un monto total de US\$223.9 millones. Durante el año terminado el 31 de diciembre de 2019, hicimos gastos de capital

por un monto total de US\$224.1 millones. Durante el periodo de nueve meses terminado el 31 de diciembre de 2018, realizamos inversiones por un total de US\$123.7 millones.

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\$138.7 millones desde el 31 de diciembre de 2019 hasta el 31 de diciembre de 2022. Podemos elegir diferir, en todo o en parte, las inversiones de capital en Argentina que originalmente agendamos para 2021, dependiendo de la contracción de demanda de petróleo crudo y la evolución en la caída internacional y nacional de precios durante el 2021. Para mayor información sobre estos compromisos de inversión, véase la nota 29 de nuestros Estados Financieros Auditados.

También nos hemos comprometido a realizar inversiones de capital en nuestros tres bloques ubicados en México. Hemos estimado que tendremos que realizar inversiones de capital a nuestra participación por un monto estimado de US\$20.6 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 (CNH proporcionó 4 meses adicionales para completar los compromisos de capital debido al impacto de la pandemia de COVID-19). El plan de exploración CS-01 fue aprobado por CNH en febrero de 2019, el plan de exploración TM-01 fue aprobado por CNH en febrero de 2019, y el plan de exploración A-10 fue aprobado por la CNH en agosto de 2019. Podemos elegir diferir, en todo o en parte, las inversiones de capital en México que originalmente agendamos para 2021, dependiendo de la contracción de demanda de petróleo crudo y la evolución en la caída internacional y nacional de precios durante el 2021. Favor de referirse a la sección "FACTORES DE RIESGO - *Estamos expuestos a contracciones en la demanda de petróleo crudo y gas natural y a contracciones en la demanda de cualquiera de sus subproductos*" del presente reporte anual.

Flujos de efectivo

La siguiente tabla muestra nuestros flujos de caja por los periodos indicados:

	Año terminado el 31 de diciembre de 2020	Año terminado el 31 de diciembre de 2019	Año terminado el 31 de diciembre de 2018
(cifras en miles de dólares, excepto los márgenes)			
Flujos de efectivo generados (aplicados) en			
Actividades operativas.....	93,779	134,258	122,806
Actividades de inversión.....	(156,099)	(235,009)	(838,247)
Actividades de financiamiento.....	30,892	266,301	141,544
(Disminución)/Aumento neto del efectivo y equivalentes de efectivo.....	(31,428)	165,550	(573,897)

La capacidad de nuestras entidades argentinas de comprar moneda no argentina en Argentina y de transferir cualquier fondo en forma de dividendos, préstamos o anticipos a cualquier entidad no argentina (incluidas las filiales) está sujeta a determinadas restricciones cambiarias, como se describe en "*Riesgos relacionados con las economías y entornos regulatorios argentinos y mexicanos - Los actuales controles cambiarios argentinos y la aplicación de nuevos controles cambiarios podrían afectar negativamente a nuestros resultados de operaciones*" y "*Controles cambiarios - Pagos de capital e intereses de la deuda financiera extranjera*".

Flujos de caja generados por las actividades operativas

Por el año terminado el 31 de diciembre de 2020, el efectivo neto generado por las actividades operativas fue de US\$93.8 millones disminuyó con respecto a 2019, debido principalmente a que la pérdida del periodo fue de US\$102.7 millones, ajustada por partidas que no generaron la salida de recursos (principalmente relacionados con la depreciación, diferencias de cambio netos, gastos por pagos basados en acciones, gastos por intereses, deterioro de activos de larga duración, cambios en el valor razonable de los Títulos Opcionales y el impuesto sobre la renta devengado) y US\$2.4 millones de entrada por cuentas por pagar y demás pagaderas, que fue parcialmente compensado por una salida del impuesto sobre la renta pagado de US\$4.7 millones.

Por el año terminado el 31 de diciembre de 2019, el efectivo neto generado por actividades operativas fue de US\$134.3 millones, principalmente debido a la pérdida durante el periodo de US\$32.7 millones ajustada por partidas que no generaron la salida de recursos (principalmente relacionadas con los cargos por depreciación, las diferencias cambiarias netas, los gastos de pagos en acciones, los gastos de intereses e impuesto sobre la renta devengado), la cual quedó compensada parcialmente por la disminución de US\$22.1 millones en cuentas por pagar y otras cuentas por pagar y pagos de impuesto sobre la renta equivalentes a US\$26.3 millones.

El efectivo neto generado por nuestras actividades operativas durante el 2018 ascendió a US\$122.8 millones, principalmente como resultado de la pérdida neta de US\$29.8 millones reportada por el periodo, por partidas que no generaron la salida de recursos 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.

Flujos de caja utilizados en actividades de inversión

Por el año terminado el 31 de diciembre de 2020, los flujos de caja utilizados en actividades de inversión fue de US\$156.1 millones, debido a los pagos por la adquisición de propiedades, plantas y equipos por US\$153.3 millones. El flujo de caja utilizado en Actividades de Inversión se destinó principalmente al desarrollo de Vaca Muerta en Bajada del Palo Oeste.

Por el año terminado el 31 de diciembre de 2019, los flujos de caja utilizados en actividades de inversión fue de US\$235.0 millones, principalmente debido a pagos por adquisición de propiedad, planta y equipo por US\$240.3 millones. El flujo de caja utilizado en Actividades de Inversión se destinó principalmente al desarrollo de Vaca Muerta en Bajada del Palo Oeste.

Los flujos de caja utilizados en actividades de inversión durante el 2018 fueron 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.

Flujos de caja generados por (utilizados en) las actividades de financiamiento

Por el año terminado el 31 de diciembre de 2020, los flujos de caja generados por las actividades de financiamiento fueron de US\$30.9 millones, principalmente debido a que fueron generados principalmente por el producto de los empréstitos por US\$201.7 millones, que fueron parcialmente compensados por el pago de US\$98.8 millones de dólares del principal de ciertos empréstitos y de intereses por valor de 43,8 millones de dólares.

Por el año terminado el 31 de diciembre de 2019, los flujos de caja generados por las actividades de financiamiento fueron de US\$266.3 millones, principalmente debido a los ingresos producto de la capitalización de las Acciones Serie A, neto de los costos de emisión por US\$146.1 millones y el producto de los créditos por US\$234.7 millones, parcialmente compensado por los pagos del principal de los créditos por US\$90.2 millones y los pagos de intereses de los créditos por US\$32.4 millones.





Durante el 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 Contrato de Crédito 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.


Investigación y desarrollo, patentes y licencias, etc.

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. A la fecha del presente reporte anual la Emisora tiene (i) 25 marcas registradas y una solicitud en juicio de nulidad ante el Tribunal Federal de Justicia Administrativa; y (ii) 27 marcas registradas y 21 solicitudes en trámite ante el Instituto Nacional de la Propiedad Industrial de la República Argentina.

A continuación se enlistan las marcas registradas de la Emisora ante el Instituto Mexicano de la Propiedad Industrial:

<u>Número de Registro</u>	<u>Marca</u>	<u>Tipo de Marca</u>	<u>Clase</u>	<u>Vencimiento</u>
1784174	VISTA OIL & GAS	Nominativa	36	09/05/2027
1784175	VISTA OIL & GAS	Mixta	36	09/05/2027
1784176	VISTA OIL & GAS	Mixta	36	09/05/2027

<u>Número de Registro</u>	<u>Marca</u>	<u>Tipo de Marca</u>	<u>Clase</u>	<u>Vencimiento</u>
1790393	VISTA OIL & GAS	Nominativa	37	09/05/2027
1790394	VISTA OIL & GAS	Mixta	37	09/05/2027
1790395	VISTA OIL & GAS	Mixta	37	09/05/2027
1790396	VISTA OIL & GAS	Nominativa	40	09/05/2027
1790397	VISTA OIL & GAS	Mixta	40	09/05/2027
1790398	VISTA OIL & GAS	Mixta	40	09/05/2027
1790399	VISTA OIL & GAS	Nominativa	42	09/05/2027
1794811	VISTA OIL & GAS	Mixta	42	09/05/2027
1794812	VISTA OIL & GAS	Mixta	42	09/05/2027
1784173	Diseño: 	Innominada	35	09/05/2027
1784177	Diseño: 	Innominada	36	09/05/2027
1784178	Diseño: 	Innominada	37	09/05/2027
1788006	Diseño: 	Innominada	42	09/05/2027
1836433	Diseño:	Innominada	40	09/05/2027

<u>Número de Registro</u>	<u>Marca</u>	<u>Tipo de Marca</u>	<u>Clase</u>	<u>Vencimiento</u>
				
1958335	VISTA MÉXICO	Nominativa	36	10/10/2028
1958336	VISTA MÉXICO	Nominativa	37	10/10/2028
1958337	VISTA MÉXICO	Nominativa	40	10/10/2028
1966049	VISTA MÉXICO	Nominativa	42	10/10/2028
1974263	VISTA OIL & GAS	Mixta	36	23/11/2028
1975877	VISTA OIL & GAS	Mixta	42	23/11/2028
1975878	VISTA OIL & GAS	Mixta	40	23/11/2028
1975879	VISTA OIL & GAS	Mixta	37	23/11/2028

A continuación se enlistan las marcas registradas de la Emisora ante el Instituto Nacional de la Propiedad Industrial de la República Argentina:

<u>Número de Registro</u> (N° Resolución)	<u>Marca</u>	<u>Tipo de Marca</u>	<u>Clase</u>	<u>Vencimiento</u>
3.031.319	VISTA	Denominativa	4	26/09/2029
3.031.320	VISTA	Denominativa	7	26/09/2029
3.031.321	VISTA	Denominativa	37	26/09/2029
3.033.836	VISTA ARGENTINA	Denominativa	4	16/10/2029
3.029.867	VISTA ARGENTINA	Denominativa	7	08/10/2029
3033837	VISTA ARGENTINA	Denominativa	37	16/10/2029
3029868	VISTA ARGENTINA	Denominativa	42	08/10/2029
3061940	VISTA OIL & GAS	Denominativa	35	10/03/2030
3061941	VISTA OIL & GAS	Denominativa	36	10/03/2030

<u>Número de Registro</u> (N° Resolución)	<u>Marca</u>	<u>Tipo de Marca</u>	<u>Clase</u>	<u>Vencimiento</u>
3061830	VISTA OIL & GAS	Denominativa	37	10/03/2030
3061833	VISTA OIL & GAS	Denominativa	40	10/03/2030
3061836	VISTA OIL & GAS	Denominativa	42	10/03/2030
3061839	VISTA OIL & GAS	Mixta	7	10/03/2030
3061842	VISTA OIL & GAS	Mixta	35	10/03/2030
3061845	VISTA OIL & GAS	Mixta	36	10/03/2030
3061848	VISTA OIL & GAS	Mixta	37	10/03/2030
3061851	VISTA OIL & GAS	Mixta	40	10/03/2030
3061853	VISTA OIL & GAS	Mixta	42	10/03/2030
3104014	VISTA OIL & GAS	Mixta	1	20/08/2030
3104015	VISTA OIL & GAS	Mixta	4	20/08/2030
3104016	VISTA OIL & GAS	Mixta	7	20/08/2030
3.071.218	VISTA OIL & GAS	Mixta	35	24/04/2030
3.071.219	VISTA OIL & GAS	Mixta	36	24/04/2030
3.071.220	VISTA OIL & GAS	Mixta	37	24/04/2030
3.071.221	VISTA OIL & GAS	Mixta	40	24/04/2030
3.071.222	VISTA OIL & GAS	Mixta	42	24/04/2030
3107016	VISTA	Denominativa	1	28/08/2030

Consideramos que las marcas registradas con las que contamos nos proveen de reconocimiento de nombre en los mercados en los que operamos, nos distinguen de nuestros competidores y constituyen un elemento integral del desarrollo óptimo de nuestro negocio.

Información de tendencias

Además de la información incluida aquí, información adicional respecto de las tendencias afectando nuestro negocio se puede encontrar en la sección “*FACTORES DE RIESGO – Riesgos relacionados con nuestro negocio e industria*”. También deberá leer nuestra discusión de los riesgos e incertidumbres afectando nuestro negocio en la sección “*FACTORES DE RIESGO – Riesgos relacionados con las economías y entornos regulatorios argentinos y mexicanos*”, incluyendo los relacionados con posibles riesgos e interrupciones relacionadas con la pandemia de COVID-19.

Véase “*INFORMACIÓN DE LA COMPAÑÍA – Panorama de la Industria y Regulatorio*”.

Operaciones no reflejadas en el balance general

No hemos celebrado ninguna operación que no esté reflejada en nuestro balance general.

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 2020:

	Menos de 1 año	1 a 3 años	3 a 5 años	Más de 5 años	Total
Crédito sindicado ⁽¹⁾	103,262	199,348	-	-	302,610
Otros préstamos ⁽¹⁾	103,809	113,589	60,550	-	277,948
Obligaciones por arrendamientos operativos ⁽²⁾	7,078	11,445	5,524	12,174	36,221
Compromisos de inversión ⁽³⁾	85,718	58,092	2,963	-	146,773
Pasivos por planes de pensiones para empleados ⁽⁴⁾	901	1,788	1,769	4,239	8,697
Total	300,768	384,262	70,806	16,413	772,249

- (1) Representa el principal y los intereses que la Compañía debe pagar durante el plazo de los créditos al 31 de diciembre de 2020. Incluye estimaciones relacionadas con tasas de interés variables y diferencias por tipo de cambio que podrían llegar a afectar el monto de la obligación en el futuro.
- (2) Representa a los pagos mínimos de renta bajo los arrendamientos operativos no cancelables, por lo que algunos de ellos la Compañía ha iniciado ciertas renegociaciones.
- (3) Asignación estimada de nuestros compromisos de inversión con autoridades gubernamentales conforme a las concesiones y operaciones conjuntas, según se describe en la nota 40.4 de nuestros Estados Financieros Auditados. Sin embargo, el impacto del COVID-19 en nuestras operaciones es desconocido y nuestros gastos de capital reales para el año 2021 puede diferir de dichas estimaciones. Véase “*PANORAMA DE LA INDUSTRIA Y REGULATORIO - Liquidez y fuentes de capital - Gastos de capital*”.
- (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 23 a nuestros Estados Financieros Auditados.

Esta tabla no incluye las concesiones, servidumbres y el canon por explotación pagadero a las provincias.

Desde el 31 de diciembre de 2020, no ha habido cambios significativos en nuestros compromisos bajo contratos financieros y comerciales.

ADMINISTRACIÓN Y GOBIERNO CORPORATIVO

Audidores Externos

Nuestros auditores externos son Mancera, S.C., cuyas oficinas están ubicadas en Avenida Ejército Nacional 843 B, Granada, 11520 CDMX. Nuestros auditores externos son designados por el Consejo de

Administración, escuchando la opinión del comité de auditoría, basándose en los factores anteriormente mencionados.

Mancera, S.C. ha fungido como nuestro auditor externo desde el 2017.

Por los periodos terminados el 31 de diciembre de 2020, 2019, y 2018, nuestros auditores externos no han emitido opinión con salvedad, opiniones negativas ni se han abstenido de emitir opiniones acerca de nuestros Estados Financieros Auditados que se acompañan al presente reporte anual.

Los honorarios distintos a la auditoría pagados en el ejercicio de 2020 ascendieron a US\$105 los cuales representan aproximadamente el 22% de remuneraciones pagadas a los auditores externos en ejercicio de 2020.

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 renunciaciones 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 reporte anual, 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.

A la fecha del presente Reporte Anual, Vista no cuenta con política o programa específico alguno que impulse la inclusión laboral sin distinción de sexo en la composición de sus empleados.

Integración del consejo de Administración					
Nombre	Cargo	Independencia*	Edad	Expiración del Periodo por el cual fueron electos	Sexo
Miguel Galuccio.....	Presidente del Consejo	No	53	Sin fecha de expiración**	Masculino
Kenneth Ryan.....	Consejero	No	48	Sin fecha de expiración**	Masculino
Susan L. Segal.....	Consejera Independiente	Sí	68	Sin fecha de expiración**	Femenino
Mauricio Doehner Cobian.....	Consejero Independiente	Sí	46	Sin fecha de expiración**	Masculino
Pierre-Jean Sivignon.....	Consejero Independiente	Sí	64	Sin fecha de expiración	Masculino
Mark Bly.....	Consejero Independiente	Sí	62	Sin fecha de expiración**	Masculino

*Independientes bajo los estándares de la NYSE, las reglas aplicables de la SEC y la LMV.

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 Sr. Galuccio es fundador y miembro del consejo de administración de GridX, una empresa que invierte en empresas biotecnológicas de nueva generación. 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 miembro de nuestro consejo de administración. Hasta 2021, el Sr. Ryan era socio, jefe de desarrollo corporativo en Riverstone, que tiene su sede en Nueva York. Antes de incorporarse a Riverstone, trabajó para Gleacher & Company/Gleacher Partners tanto en Londres como en Nueva York, y más recientemente como director general y codirector de banca de inversión. Antes de

Gleacher, el Sr. Ryan trabajó en la división de banca de inversión de Goldman Sachs en Londres y Nueva York. El Sr. Ryan se licenció en Derecho por 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, Mercado Libre y Ribbit Leap Ltd. Así como 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 Comunicación Corporativa, Asuntos Públicos e Impacto Social en 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 vicepresidente de la Confederación Patronal de la República Mexicana (COPARMEX), vicepresidente de la Confederación de Cámaras Industriales (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, tiene un Certificado Profesional en Inteligencia Competitiva por la FULD Academy of Competitive Intelligence en Boston, Massachusetts y un Máster en Administración Pública por Harvard Kennedy School.

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 es director independiente en el Consejo de Supervisión de Imperial Brands plc, que cotiza en la Bolsa de Londres y, en el pasado, 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 Supérieure 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 como el Presidente no ejecutivo (*non-executive* Chairman) del consejo de Baytex Energy, Corp., una compañía dedicada al petróleo y gas en Calgary, Canadá. Ayata y Baytex Energy, Corp., no tienen relación con Vista. Con anterioridad, ocupó diversos puestos de dirección ejecutiva a nivel internacional en British Petroleum 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.

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. En noviembre de 2020, la Sra. Susan

Segal dejó su puesto como miembro del Comité de Auditoría. Los miembros actuales de nuestro comité de auditoría son:

- Pierre-Jean Sivignon (presidente);
- 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 – Comité de Auditoría y Comité de Prácticas Societarias*".

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 - Comité de Auditoría y Comité de Prácticas Societarias*".

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 - Comité de Auditoría y Comité de Prácticas Societarias*".

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 reporte anual.

Equipo de Administración

La siguiente tabla muestra los miembros de nuestro Equipo de Administración a la fecha de este reporte anual, que fueron designados el 1 de agosto de 2017:

Equipo de administración		
Nombre	Cargo	Edad
Miguel Galuccio.....	Presidente y Director General	53
Pablo Manuel Vera Pinto.....	Director de Finanzas	43
Juan Garoby.....	Director de Operaciones	50
Alejandro Cherñacov.....	Director de Planificación Estratégica y Relaciones con Inversionistas	39

El Equipo de Administración que se muestra en la tabla anterior fueron designados en sus respectivos cargos, antes de la Combinación Inicial de Negocios y continúan desempeñando sus cargos a la fecha de este reporte anual. Desde el 4 de abril de 2018 al 31 de marzo de 2020, Gastón Remy fue un miembro del Equipo de Administración (del 4 de abril de 2018 a noviembre de 2019, Director General de Vista Argentina y desde noviembre de 2019 al 31 de marzo de 2020, Director Corporativo de Vista).

El Sr. Javier Rodríguez Galli es nuestro abogado y no forma parte del Equipo de Administración, según dicho término se utiliza en este reporte anual.

Miguel Galuccio. Ver la sección "ADMINISTRACIÓN Y GOBIERNO CORPORATIVO - Consejo de Administración - Miguel Galuccio" de este reporte anual.

Pablo Manuel Vera Pinto ocupa el cargo de Director Financiero desde el 1 de agosto de 2017, y ha colaborado 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 con 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.

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 de *shale*. 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. 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 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 y antiguo miembro del Equipo de Administración.

La siguiente tabla muestra los miembros del equipo de administración de nuestras subsidiarias a la fecha de este reporte anual:

Nombre	Cargo	Edad
Alex García	Director General Vista México	47

Alex García es el director general de nuestra sucursal mexicana y tiene 22 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).

Gastón Remy se desempeñó como director general de Vista Argentina, desde el 4 de abril de 2018 hasta noviembre de 2019 y como Director Corporativo hasta el 31 de marzo de 2020. 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 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.

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 diciembre de 2020, la remuneración total pagada por la Emisora a su Equipo de Administración Clave por servicios en todas sus capacidades a la Emisora y sus subsidiarias durante 2020 fue de US\$16.0 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 con capital en la fecha de concesión. A la fecha del presente reporte anual, se otorgaron 5,187,930 Acciones Restringidas y 9,160,581 Opciones de Compra de Acciones conforme al Plan. Los precios de ejercicio y las fechas de vencimiento de las Opciones de Compra de Acciones otorgadas conforme al Plan son los siguientes (i) 1,330,527 Opciones de Compra de Acciones a un precio de ejercicio de US\$10.00 por Acción Serie A, que expiran el 4 de abril de 2023, (ii) 2,663,463 Opciones de Compra de Acciones a un precio de ejercicio de US\$6.70 por Acción Serie A, que expiran el 19 de febrero de 2024, (iii) 1,711,307 Opciones de Compra de Acciones a un precio de ejercicio de US\$2.10 por Acción Serie A, que expiran el 29 de abril de 2030, y (iv) 3,455,284 Opciones de Compra de Acciones a un precio de ejercicio de US\$2.85 por Acción Serie A, que expiran el 25 de febrero de 2030.

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, empleados, 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 Restringidas y Opciones 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

A la fecha de este reporte anual, Susan Segal, Mark Bly y Mauricio Doehner Cobian, Pablo Manuel Vera Pinto, Juan Garoby y Alejandro Cheriñacov poseían Acciones Serie A de la Compañía, las cuales representaban menos del 1% de nuestras acciones en circulación. A la fecha de este reporte anual, nuestro Presidente del Consejo poseía (i) 2,790,238 Acciones Serie A, (ii) 4,452,000 títulos opcionales convertibles en 1,484,000 Acciones Serie A (iii) 2,044,680 Opciones de Compra ejercidas, (iv) 3,057,952 Opciones de Compra no ejercidas y (v) 1,436,149 Acciones Restringidas. Los precios de ejercicio y fechas de vencimiento de las Opciones de Compra otorgadas al Presidente del Consejo 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, (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, (iii) 816,993 Opciones de Compra a un precio de ejercicio de US\$2.10 por Acción Serie A, con vencimiento en abril de 2030 y (iv) 2,032,520 Opciones de Compra a un precio de ejercicio de US\$2.85 por Acción Serie A, con vencimiento el 25 de febrero de 2031.

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 reporte anual.

Empleados

Al 31 de diciembre de 2020, teníamos 382 empleados, de los cuales 367 son de Argentina y 15 de México.

La siguiente tabla muestra el número de empleados de Vista durante los periodos indicados:

	Al 31 de diciembre de 2020	Al 31 de diciembre de 2019	Al 31 de diciembre de 2018
Vista	382	304	209

Al 31 de diciembre de 2020, al 31 de diciembre de 2019 y al 31 de diciembre de 2018, el 34%, 23% y el 20% 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 31 de diciembre de 2020 teníamos contratados aproximadamente 2,239 empleados subcontratados disponibles para proveer servicios en nuestras operaciones, 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 sección "**FACTORES DE RIESGO - Riesgos Relacionados con nuestra Compañía** - Nos enfrentamos a riesgos relacionados con ciertos procedimientos legales".

ACCIONISTAS PRINCIPALES

A la fecha de este reporte anual, nuestro capital social está representado por un total de 87,878,453 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 reporte anual (excepto como se indica a continuación), que es la fecha más reciente en la que tenemos información disponible. Al calcular el número de Acciones Serie A de propiedad exclusiva de una persona o entidad y el porcentaje de propiedad de esa persona física o moral, consideramos que están en circulación todas las Acciones Serie A sujetas a opciones de compra de acciones, títulos opcionales o acciones restringidas en poder de esa persona física o moral, actualmente ejercibles o que pasarán a ser ejercibles o adquiridas, según corresponda, dentro de los 60 días siguientes a la fecha del presente reporte anual. Las Acciones Serie A que pueden ser emitidas conforme a opciones de compra de acciones, títulos opcionales o acciones restringidas se consideran en circulación para efectos de calcular el porcentaje de propiedad de la persona física o moral que posee dichas opciones o títulos opcionales, pero no se consideran en circulación para calcular el porcentaje de cualquier otra persona física o moral.

Accionistas	Cantidad	% de la Serie
Acciones Serie A		
Kensington Investments B.V. ⁽¹⁾	15,833,000	17.4%
Miguel Galuccio ⁽²⁾	2,790,238	6.9%
Acciones Serie C		
Vista SH, L.L.C. ⁽³⁾	1	50.00%
Vista Sponsor Holdings, L.P. ⁽³⁾	1	50.00%

⁽¹⁾ Con base en el Anexo 13G enviado a la SEC el 19 de noviembre de 2020. 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. era poseedor de 12,500,000 Acciones Serie A (representadas por ADSs) y 10 millones de Títulos Opcionales de la Compañía, convertibles, previo ejercicio, en 3,333,333 Acciones Serie A.

⁽²⁾ A la fecha de este reporte anual, Miguel Galuccio posee (i) 2,790,238 Acciones Serie A, (ii) 4,452,000 títulos opcionales convertibles en 1,484,000 Acciones Serie A (iii) 2,044,680 Opciones de Compra ejercidas, (iv) 3,057,952 Opciones de Compra no ejercidas y (v) 1,436,149 Acciones Restringidas (que no podrán ejercerse en un plazo de 60 días a partir de la fecha del presente reporte anual).

⁽³⁾ Vista Sponsors Holdings, L.P. y Vista SH, LLC; cada uno, titular de una Acción Serie C. Riverstone Vista Holdings Limited es el único miembro de Riverstone Vista Holdings GP, L.L.C., el cual es socio general de Vista Sponsors Holdings, L.P., el cual es el miembro administrador de Vista SH, LLC. Riverstone Vista Holdings Limited es administrada por un consejo de tres personas, y ningún director podrá actuar en solitario para dirigir el voto o la disposición de las acciones de la serie C de cada una de las empresas Vista Sponsors Holdings, L.P. y Vista SH, LLC.

Al 31 de diciembre de 2020, había 53,350,679 de ADSs en circulación (representando derechos sobre 53,350,679 de Acciones Serie A o el 61% de las Acciones Serie A en circulación). Al 31 de diciembre de 2020, había 3 tenedores registrados de ADS en los Estados Unidos. No es factible determinar el número de nuestros ADSs o Acciones Serie A en propiedad dentro de los Estados Unidos. Asimismo, no podemos determinar fácilmente el domicilio de los beneficiarios finales representados por los tenedores registrados de ADS en los Estados Unidos o el domicilio de los beneficiarios finales de nuestras Acciones Serie A, ya sea directa o indirectamente.

El 10 de diciembre de 2019, Vista Sponsor Holdings, L.P. distribuyó a sus socios todas las acciones de la serie A y los títulos opcionales de la Sociedad que entonces poseía en especie. A dicha fecha, las entidades afiliadas y los empleados de Riverstone Equity Partners L.P. eran titulares de 12,477,566 Acciones Serie A y de 20,859,400 títulos opcionales de la Sociedad actualmente convertibles al ejercerlos en 6,953,133 Acciones Serie A.

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.

Remuneración de personal clave

	Al 31 de diciembre de 2020	Al 31 de diciembre de 2019	Al 31 de diciembre de 2018
Beneficios de corto plazo	7,273	9,080	5,368
Transacciones de pagos basados en acciones	8,699	9,175	3,533
Compensación total pagada al personal clave	15,972	18,255	8,901

Las cantidades incluidas en la tabla son las cantidades reconocidas como gastos durante el periodo/año relevante en relación con el personal administrativo clave

Acciones FPA y Títulos Opcionales FPA

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 "PANORAMA DE LA INDUSTRIA Y REGULATORIO - Liquidez y fuentes de capital " de este reporte anual.

Aleph Midstream

Aleph Midstream es una compañía que comenzó a operar en agosto de 2019 y se convirtió en el primer jugador de midstream enfocado en proveer servicios de recolección, procesamiento y evacuación para la producción de petróleo y gas en la cuenca de Neuquina, encabezando un nuevo paradigma para el desarrollo de Vaca Muerta, construido sobre el concepto de asociaciones a largo plazo con productores orientados al upstream.

El 31 de marzo de 2020, Vista completó la adquisición de los Socios de la participación en el capital suscrito y en circulación de dichos Socios en Aleph Midstream, a un precio total de compra de US\$37.5 millones de Dólares (cantidad equivalente a la totalidad del capital efectivamente aportado a Aleph Midstream por los Socios).

Como parte de dicha adquisición, Vista compró todas las participaciones emitidas y pendientes de nuestros funcionarios Miguel Galuccio, Pablo Vera Pinto, Juan Garoby, Alejandro Chernacov y Gastón Remy, que representaban aproximadamente el 1.4% de todo el capital social efectivamente aportado a Aleph Midstream por los Socios, en los mismos términos económicos (una cantidad equivalente a la totalidad de la cantidad efectivamente aportada por dichos funcionarios a Aleph Midstream).

Participación de expertos y consejeros

No aplica

PROCEDIMIENTOS LEGALES

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.

Para mayor información sobre los procedimientos legales véase la nota 22.3 y 29 de los Estados Financieros Auditados.

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 reserva 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 reporte anual 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.

CAMBIOS SIGNIFICATIVOS

No hay cambios significativos en la información financiera incluida en los Estados Financieros Auditados más recientes contenidos en el presente reporte anual.

HISTORIAL EN EL MERCADO DE VALORES

Nuestro capital social está compuesto por acciones comunes, sin expresión de valor nominal. Cada acción da derecho a su tenedor a un voto en las asambleas de accionistas. Todas las acciones en circulación están totalmente pagadas y nuestras acciones ordinarias se cotizan en la BMV desde 2017. Desde el 26 de julio de 2019, nuestros ADSs han sido listados en la NYSE. Los ADS han sido emitidos por el Banco de Nueva York como depositario. Cada ADS representa una acción ordinaria.

Comportamiento en el Mercado de Valores

Del 1 de enero de 2020 al 31 de diciembre de 2020 (i) 87,851,288 Acciones Serie A, y (ii) 99,680,000 Títulos Opcionales cotizaron en la BMV.

A continuación, se presenta un resumen de los precios de la Acción Serie A y los Títulos Opcionales en el último año, el comportamiento por trimestres en 2019, así como la evolución mensual del último bimestre del año 2019 y de los tres primeros meses transcurridos del 2020 (todas las cifras en Pesos):

Acciones Serie A

	2020
Cierre del período	\$53.00
Máximo	\$155.00
Mínimo	\$46.50
Volumen operado (miles de acciones)	1,776,012
Promedio del período	\$80.86

	3° Trimestre 2020	4° Trimestre 2020
Cierre del período	\$50.40	\$53.00
Máximo	\$79.00	\$57.00
Mínimo	\$50.10	\$46.50
Volumen operado (miles de acciones)	792,789	389,081
Promedio del período	\$67.71	\$51.24

	Octubre 2020	Noviembre 2020	Diciembre 2020	Enero 2021	Febrero 2021	Marzo 2021
Cierre del período	\$50.00	\$50.30	\$53.00	\$50.00	\$55.00	\$60.00
Máximo	\$51.69	\$50.30	\$57.00	\$58.00	\$62.87	\$61.32
Mínimo	\$50.00	\$46.50	\$50.30	\$50.00	\$50.00	\$55.00
Volumen operado (miles de acciones)	201,546	15,144	172,391	293,938	1,650,912	1,442,404
Promedio del período	\$50.80	\$48.59	\$53.97	\$54.94	\$54.22	\$57.73

La compañía no ha contratado los servicios de ningún formador de mercado a la fecha de presentación de este reporte anual.

Títulos Opcionales

	2020
Cierre del período	\$2.52
Máximo	\$2.52
Mínimo	\$2.52
Volumen operado (miles de títulos)	2,315
Promedio del período	\$2.52

	3° Trimestre 2020	4° Trimestre 2020
Cierre del período	\$2.52	\$2.52
Máximo	NA	NA
Mínimo	NA	NA
Volumen operado (miles de títulos)	NA	NA
Promedio del período	NA	NA

	Octubre 2020	Noviembre 2020	Diciembre 2020	Enero 2021	Febrero 2021	Marzo 2021
Cierre del período	\$2.52	\$2.52	\$2.52	\$2.52	\$2.52	\$2.52
Máximo	NA	NA	NA	NA	NA	NA
Mínimo	NA	NA	NA	NA	NA	NA
Volumen operado (miles de títulos)	NA	NA	NA	NA	NA	NA
Promedio del período	NA	NA	NA	NA	NA	NA

INFORMACIÓN DE MERCADO

Mercado de nuestras acciones

Nuestros ADS cotizan en la NYSE bajo la clave de cotización "VIST". Cada ADS emitido por el depositario representa derechos a una de nuestras Acciones Serie A. Nuestras Acciones Serie A cotizan en la BMV bajo la clave de cotización "VISTA". A la fecha del presente reporte anual, la porción variable de nuestro capital social en circulación estaba compuesto por 87,133,504 Acciones Serie A, registradas en la RNV y listadas en la BMV. 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.

A la fecha del presente reporte anual, 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.*"

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.

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 Prácticas 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 Hábles 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.

DESCRIPCIÓN DE LAS ACCIONES SERIE A Y DE NUESTROS ESTATUTOS

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 Cheriñacov (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 los 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 reporte anual, la porción variable de nuestro capital social en circulación estaba compuesta por 87,878,453 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 reporte anual, 1,035,714 Acciones Serie A han sido otorgadas y puestas en circulación de conformidad con el Plan de Incentivos y a fecha de este reporte anual, 1,062, 881 acciones de la serie A han sido ejercidas y están en circulación en relación con el Plan

de Incentivos. Véase la sección “ADMINISTRACIÓN Y GOBIERNO CORPORATIVO – Plan de incentivos de largo plazo” del presente reporte anual.

Títulos Opcionales

A la fecha del presente reporte anual, 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.

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 "*PANORAMA DE LA INDUSTRIA Y REGULATORIO - Liquidez y fuentes de capital*" de este reporte anual.

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 hiciera 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 Emisora 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 lo 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.

Indemnización

Conforme a nuestros estatutos, deberemos indemnizar y sacar en paz y a salvo a los miembros, propietarios y suplentes, y funcionarios del Consejo de Administración, del Comité de Auditoría, del Comité de Prácticas Societarias, de cualesquiera otros Comités creados por nosotros, al Secretario y al Secretario suplente no miembros del Consejo de Administración, y al Director General y otros directivos relevantes, en relación con el desempeño de su encargo, tales como cualquier reclamación, demanda, procedimiento o investigación que se inicie en México o en cualesquiera de los países en los que se encuentren registradas o coticen nuestras acciones, otros valores emitidos con base en dichas acciones u otros valores de renta fija o variable emitidos por nosotros, o en cualquier jurisdicción donde operemos o las sociedades que controle, en los que dichas personas pudieran ser partes en su calidad de miembros de dichos órganos, propietarios o suplentes, y funcionarios, incluyendo el pago de cualquier daño o perjuicio que se hubiere causado y las cantidades necesarias para llegar, en caso de estimarse oportuno, a una transacción, así como la totalidad de los honorarios y gastos de los abogados (razonables y documentados) y otros asesores que se contraten para velar por los intereses de esas personas en los supuestos mencionados, en el entendido de que será el Consejo de Administración el órgano facultado para determinar, en los supuestos antes mencionados, si considera conveniente contratar los servicios de abogados y otros asesores diferentes a los que se encuentren asesorándonos en el caso que corresponda. Esta indemnización no será aplicable si dichas reclamaciones, demandas, procedimientos, o investigaciones resulten de la negligencia grave, dolo, mala fe o ilícitos conforme a la legislación aplicable, de la parte indemnizada de que se trate. Así mismo, podremos contratar en favor de los miembros del Consejo de Administración, del Comité de Auditoría, del Comité de Prácticas Societarias, de cualesquiera otros comités creados por nosotros, del Director General o de cualquier otro directivo relevante, según lo determine dicho Consejo de Administración, seguros, fianzas o cauciones que cubran el monto de la indemnización por los daños que cause su actuación en nuestra operación o las personas morales que controlemos o en las que tengamos una influencia significativa, salvo que se trate de actos dolosos o de mala fe, o bien, ilícitos conforme a la LMV u otras leyes aplicables.

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 aplase 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 reporte anual 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 General de Sociedades Mercantiles o cualquier otra disposición que la sustituya de tiempo en tiempo.

ACUERDOS MATERIALES

Para mayor información en relación con los acuerdos materiales, véase "*INFORMACIÓN DE LA COMPAÑÍA – PANORAMA DE LA INDUSTRIA Y REGULATORIO – Concesiones*" y "*PANORAMA DE LA INDUSTRIA Y REGULATORIO - Liquidez y fuentes de capital - Deuda*" de este reporte anual".

CONTROLES CAMBIARIOS

El 1 de septiembre de 2019, luego de las alteraciones del mercado provocadas por los resultados de las elecciones nacionales primarias, con el propósito de fortalecer el normal funcionamiento de la economía, propiciar una administración prudente del mercado cambiario, reducir la volatilidad de las variables financieras y contener el impacto de las variaciones de los flujos financieros sobre la economía real, el gobierno argentino emitió el Decreto No° 609/2019 por el cual se restablecieron temporalmente los controles cambiarios. El decreto: (i) restableció, originalmente hasta el 31 de diciembre de 2019, la obligación de los exportadores de repatriar el producido de las exportaciones de bienes y servicios en los términos y condiciones que establezca la normativa de aplicación del BCRA y liquidar en pesos a través del Mercado de Divisas; y (ii) autorizó al BCRA a (a) regular el acceso al Mercado de Divisas para la compra de divisas y las remesas al exterior; y (b) establecer normas para evitar prácticas y operaciones destinadas a eludir, mediante el uso de títulos valores y otros instrumentos, las medidas adoptadas a través del decreto. En la misma fecha, el BCRA emitió la Comunicación "A" 6770, que posteriormente fue modificada y complementada por otras comunicaciones del BCRA.

El 28 de diciembre de 2019, a través del Decreto No° 91 el Poder Ejecutivo argentino, modificó el artículo 1° del Decreto No° 609 (que establecía que, hasta el 31 de diciembre de 2019, el valor percibido en la exportación de bienes y servicios debía ser repatriado a Argentina y convertido a pesos mediante la liquidación en el Mercado de Divisas a pesos de acuerdo con los términos y condiciones establecidos por el Régimen de Cambios), extendiendo la obligación de repatriar y liquidar a través del régimen del Mercado de Divisas del Decreto No° 609 por tiempo indeterminado. Asimismo, el 30 de diciembre de 2019, el BCRA mediante la Comunicación "A" 6856, prorrogó dicha obligación por tiempo indeterminado.

A la fecha de este reporte anual, las regulaciones cambiarias han sido consolidadas en una única regulación, la Comunicación "A" 6844, con sus posteriores modificaciones y complementos de tiempo en tiempo por las comunicaciones del BCRA (las "Regulaciones Cambiarias"). A continuación se describen las principales medidas de control de cambios implementadas por las Regulaciones FX:

Régimen de reportes

El 28 de diciembre de 2017, el BCRA sustituyó los regímenes de presentación de reportes establecidos en los Comunicados "A" 3602 y "A" 4237 por el Comunicado "A" 6844 (y de forma complementaria el Comunicado "A" 6795), un régimen unificado aplicable a partir del 31 de diciembre de 2017 (el "Régimen de Presentación de Reportes sobre Activos y Pasivos Externos"). Bajo dicho régimen, los residentes argentinos (tanto personas físicas como morales) cuyos activos o pasivos o balance en el extranjero, durante el año calendario anterior, sean por un monto igual o superior al equivalente a US\$1 millón de Dólares en Pesos Argentinos, deberán reportar anualmente sobre sus tenencias en el extranjero de (i) acciones y otras participaciones de capital; (ii) deuda; (iii) derivados financieros, y (iv) bienes inmuebles. Los residentes argentinos cuyos activos o pasivos o balance en el extranjero, durante el año calendario anterior, sean por un valor igual o superior a US\$50 millones de Dólares en Pesos Argentinos, deberán cumplir con estas obligaciones de reporte de manera trimestral. A partir del 31 de marzo de 2020, todos los residentes con pasivos externos al final de cualquier trimestre, o residentes que hubieren cancelado cualquiera de sus pasivos externos durante dicho período, deberán presentar el reporte dentro de los 45 días naturales a partir del final del trimestre.

Los residentes cuyos activos o pasivos o balance, al final del año calendario, sean por un monto igual o superior al equivalente a US\$50 millones de Dólares en Pesos Argentinos, deberán presentar, dentro de los 180 días naturales siguientes al 31 de diciembre, un reporte anual en el que se puedan incluir

los suplementos, las modificaciones o la confirmación de la información contenida en los reportes trimestrales anteriores.

El acceso al mercado de divisas para el reembolso del endeudamiento financiero externo y otras transacciones está condicionado al cumplimiento por parte del deudor con el Régimen de Presentación de Reportes sobre Activos y Pasivos Externos.

Asimismo, las instituciones autorizadas a operar con divisas deberán suministrar al BCRA, al final de cada día hábil y con dos días hábiles de anticipación, la información de las operaciones relativas a las salidas por el Mercado de Divisas por montos diarios iguales o superiores al equivalente a US\$50,000.

Los clientes de las instituciones autorizadas deberán proporcionar a dichas instituciones la información con la suficiente antelación para que puedan cumplir con los requisitos de este régimen de información y, en consecuencia, en la medida en que se cumplan simultáneamente otros requisitos establecidos en la normativa cambiaria, podrán procesar las operaciones de cambio.

Disposiciones específicas para las remesas entrantes

Repatriación y liquidación del producto de las exportaciones de bienes.

De conformidad con la sección 7.1 de las Regulaciones Cambiarias, los exportadores deben repatriar, y liquidar en Pesos Argentinos a través del Mercado de Divisas, el producto de sus exportaciones de bienes despachados en aduana a partir del 2 de septiembre de 2019.

Adicionalmente, los exportadores que realizaron operaciones con contrapartes vinculadas (en las que el importador es una empresa controlada por el exportador argentino), podrán solicitar a sus respectivos organismos de control la ampliación del plazo de ingreso hasta 120 días corridos. Esta prórroga se aplicará en los casos en que se hayan registrado exportaciones por más de US\$50,000,000 registradas y la mercadería corresponda a las posiciones detalladas en dicha norma (principalmente relacionadas con la industria de la carne).

Los montos en moneda extranjera derivados de los siniestros de seguros, en la medida que cubran el valor de los bienes exportados, están sujetos a la obligación de repatriar y convertir dichos montos a pesos mediante la liquidación en el mercado de divisas dentro del plazo aplicable a la exportación subyacente.

Aunque la Regulación Cambiaria mantiene la obligación de repatriar los ingresos de exportación a Argentina a través del Mercado de Divisas, de conformidad con la sección 2.6, los exportadores están autorizados a evitar que la liquidación sea a través de Pesos Argentinos en la medida en que: (a) los fondos se abonen en cuentas denominadas en moneda extranjera, abiertas en bancos locales a nombre del exportador; (b) los fondos se envíen a Argentina dentro del plazo aplicable establecido; (c) los fondos se apliquen de manera simultánea para efectuar pagos para los que la regulación permita el acceso al Mercado de Divisas, sujetos a cualesquier limitaciones aplicables; (d) si los fondos corresponden a los ingresos provienen de nueva deuda externa y están destinados al prepago de deuda local en moneda extranjera con bancos locales, la nueva deuda con el exterior deberá tener una vigencia promedio mayor a la deuda local que se prepaga, y (e) el mecanismo es neutral en materia fiscal.

Los montos en moneda extranjera originados por cobros de siniestros por coberturas relacionados con los bienes exportados, deberán ser repatriados y liquidados en Pesos Argentinos en el Mercado de Divisas, hasta por el monto de los bienes exportados asegurados.

Adicionalmente, mediante la sección 8 de la Regulación Cambiaria, el Banco Central de Argentina restableció el sistema de vigilancia de los ingresos de exportación, estableciendo las normas que rigen ese proceso de vigilancia y sus excepciones. Los exportadores deberán designar a una entidad financiera a cargo de vigilar el cumplimiento de las obligaciones mencionadas.

El Decreto No. 661/2019 aclaró que el cobro de los derechos de exportación establecidos en el Código Aduanero Argentino estará sujeto al cumplimiento por parte del exportador de las obligaciones de repatriación y liquidación del Peso Argentino impuestas por la nueva regulación.

Finalmente, la regulación autoriza la aplicación de los ingresos de exportación al pago de: (i) los financiamientos previos a la exportación y los financiamientos de exportación concedidos o garantizados por entidades financieras locales; (ii) los financiamientos previos a la exportación en el extranjero y los anticipos de exportación liquidados en el Mercado de Divisas, en el entendido que transacciones relevantes han sido celebradas mediante escrituras públicas o registros públicos; (iii) los financiamientos concedidos por entidades financieras locales a importadores extranjeros; y (iv) el endeudamiento financiero en virtud de contratos ejecutados antes del 31 de agosto de 2019 que prevean su cancelación mediante la aplicación en el extranjero de los ingresos de exportación. La aplicación del producto de la exportación al reembolso de otras deudas estará sujeta a la aprobación del BCRA.

Obligación de repatriar y liquidar los ingresos de la exportación de servicios en Pesos Argentinos.

La sección 2.2 del Regulaciones Cambiarias impone a los exportadores la obligación de repatriar, y liquidar en el Mercado de Divisas, los ingresos procedentes de las exportaciones de servicios dentro de los 5 días hábiles siguientes a su pago.

Enajenación de activos no financieros no producidos

De acuerdo con la sección 2.3 de las Regulaciones Cambiarias, el producto en moneda extranjera de la venta de activos no financieros no producidos debe ser repatriado y liquidado en pesos en el Mercado Cambiario dentro de los 5 días hábiles siguientes a la percepción de los fondos en el país o en el exterior, o a su acreditación en cuentas del exterior.

Endeudamiento financiero externo

La Sección 2.4 de las Regulaciones Cambiarias ha reinstaurado el requisito de repatriar, y liquidar en Pesos Argentinos a través del Mercado de Divisas, el producto del nuevo endeudamiento financiero desembolsado a partir del 1 de septiembre de 2019 como condición para acceder al Mercado de Divisas para realizar los pagos del servicio de la deuda en el mismo. Aunque la normativa no establece un plazo concreto para la repatriación, este requisito deberá cumplirse en cualquier momento antes de acceder al Mercado de Divisas. La declaración de la deuda bajo el régimen de declaración establecido por la Comunicación "A" 6401 (modificada y reformulada de vez en cuando, el "Régimen de declaración de activos y pasivos externos") es también una condición para acceder al Mercado de Divisas para pagar el servicio de la deuda.

Sujeto al cumplimiento de las obligaciones antes mencionadas, el acceso al Mercado de Divisas se concede para el reembolso de los servicios de la deuda al vencimiento o hasta con 3 días hábiles de antelación. Además, según lo establecido en el apartado 3.5 del Reglamento de Divisas, se concederá el acceso al Mercado de Divisas para los pagos anticipados, siempre que se cumplan todas las condiciones siguientes (i) que el prepago sea simultáneo con la conversión del nuevo endeudamiento a Pesos; (ii) que el nuevo endeudamiento tenga una vida media superior a la de la deuda actual que se prepaga; y (iii) que

el primer pago de capital bajo el nuevo endeudamiento sea (a) en una fecha posterior y (b) por un importe no superior al pago de capital programado bajo la deuda existente que se prepaga.

Por otra parte, la Comunicación "A" 7193 estableció que las entidades financieras estarán obligadas a obtener el consentimiento previo del Banco Central para facilitar a sus clientes el acceso al Mercado de Divisas para pagos, respecto de las operaciones de pago comprendidas en los apartados 3.1. a 3.11. y 4.4.2. de la Reglamentación Cambiaria (incluidas las que se concreten a través de canjes o arbitrajes), a personas o entidades incluídas por la AFIP en la base de datos de facturas "falsas" o documentos equivalentes que establezca dicho Organismo. Este requisito no será aplicable para acceder al Mercado de Divisas para el pago de financiaciones en moneda extranjera otorgadas por entidades financieras locales, incluyendo los pagos en moneda extranjera realizados a través de tarjetas de crédito o de compra.

Valores debidamente registrados, denominados y pagaderos en moneda extranjera en Argentina

De acuerdo con el artículo 2.5 de las Regulaciones Cambiarias emitidas por el BCRA, se otorga a los emisores de deuda residentes el acceso al Mercado de Divisas para el pago al vencimiento del capital y los intereses de las nuevas emisiones de títulos de deuda debidamente registradas que estén denominadas y sean pagaderas en moneda extranjera en Argentina, en la medida en que (i) estén totalmente suscritas en moneda extranjera, y (ii) el producto de la emisión se liquide a través del Mercado de Divisas. Sin embargo, la liquidación del producto de la emisión no será requerida para el futuro acceso al Mercado de Divisas para el repago de las emisiones nacionales según lo previsto en el inciso (ii) anterior, siempre que se cumplan ciertas condiciones (es decir, que el producto se deposite en una cuenta bancaria local denominada en moneda extranjera y se aplique simultáneamente a operaciones que tengan acceso al Mercado de Divisas, y que el mecanismo sea neutral desde el punto de vista fiscal, entre otras).

Pagos de títulos de deuda locales, entre residentes, denominados en moneda extranjera

De conformidad con la sección 3.6 de las Regulaciones Cambiarias, el acceso al Mercado de Divisas para el pago de obligaciones denominadas en moneda extranjera entre residentes argentinos, concertadas a partir del 1 de septiembre de 2019 estará sujeto a aprobación previa del Banco Central Argentino. Con respecto a las transacciones existentes a dicha fecha, el acceso está autorizado; en el entendido, que las transacciones relevantes se hayan realizado mediante escrituras públicas o registros públicos. Estas prohibiciones no se aplican a los préstamos en moneda extranjera otorgadas por entidades financieras locales, incluidos los pagos de tarjetas de crédito.

Acceso al Mercado de Divisas por parte de los fideicomisos de garantía para el pago del principal e intereses

De conformidad con la sección 3.7 de las Regulaciones Cambiarias, los fideicomisos Argentinos creados para garantizar los pagos de principal e intereses de los deudores residentes en Argentina pueden acceder al Mercado de Divisas con la finalidad de realizar pagos a su vencimiento previsto, en la medida en que, conforme a la regulación actual, el deudor hubiese tenido acceso al Mercado de Divisas para realizar dicho pago. Asimismo, sujeto a ciertas condiciones un fiduciario podrá acceder al Mercado de Divisas para garantizar ciertos pagos de capital e intereses de deuda financiera con el exterior y anticipar el acceso al mismo.

Disposiciones específicas con relación al acceso al Mercado de Divisas

Los residentes en Argentina están autorizados para acceder al Mercado de Divisas para el pago de importaciones de bienes de conformidad con la sección 10.1 de las Regulaciones Cambiarias. Esta

disposición establece distintos requerimientos dependiendo de si el pago de los bienes importados cuentan con registro de ingreso aduanero de si dichos bienes importados tienen un registro aduanero pendiente. Adicionalmente, el sistema de seguimiento de pago de importaciones "SEPAIMPO" ha sido reestablecido, estableciendo los lineamientos para monitorear dichos procesos y excepciones.

Conforme a las Regulaciones Cambiarias, el importador local debe designar una entidad financiera local para actuar como banco de monitoreo, el cual será responsable de verificar el cumplimiento de la regulación aplicable, incluyendo, entre otros, la liquidación de financiamiento de importación y el ingreso de los bienes importados.

Pagos de servicios prestados por no residentes

De conformidad con la sección 3.2 de las Regulaciones Cambiarias, los residentes pueden acceder al Mercado de Divisas para el pago de servicios prestados por no residentes (excepto afiliadas), siempre que se verifique que la operación ha sido declarada, en su caso, en la última presentación del Régimen de Información de Activos y Pasivos Externos.

El acceso al Mercado de Divisas para el prepago de deudas por servicios requiere la autorización previa del BCRA. Dicha autorización también se requerirá para el pago de servicios prestados por filiales extranjeras, siempre y cuando se exceptúen las siguientes operaciones

- (i) en el caso de los emisores de tarjetas de crédito, estarán exentas las remesas relacionadas con actividades de turismo y viajes, en la medida en que no se refieran a operaciones que requieran la aprobación previa del BCRA, según lo establecido en las Regulaciones Cambiarias;
- (ii) cobros de fondos relacionados con servicios prestados por no residentes a residentes, realizados por agentes locales en Argentina;
- (iii) los gastos pagados por las instituciones locales a las instituciones offshore en el curso ordinario de sus actividades;
- (iv) los pagos de primas de reaseguro al exterior, siempre que la transferencia al exterior se realice a nombre de un beneficiario extranjero calificado por la Superintendencia de Seguros de la Nación
- (v) las transferencias efectuadas por las empresas de asistencia al viajero en relación con los siniestros relacionados con la cobertura de salud derivados de los servicios prestados en el extranjero por terceros a sus clientes residentes; y
- (vi) los pagos en concepto de arrendamiento operativo de embarcaciones autorizados por el Ministerio de Transporte de la Nación y destinados exclusivamente a la prestación de servicios a otro residente no afiliado, siempre que el monto a pagar en el exterior no supere el monto pagado por este último, neto de comisiones, reembolso de gastos u otros conceptos que deban ser retenidos por el residente que realiza el pago en el exterior.

.Pagos de intereses de deudas por importaciones de bienes y servicios

El acceso al Mercado de Divisas para el reembolso de capital e intereses de importaciones de bienes y servicios se otorga siempre que la operación haya sido declarada, en su caso, en la última presentación vencida del Régimen de Información de Activos y Pasivos Externos.

El acceso al Mercado de Divisas para el prepago de deudas por importaciones de bienes y servicios requerirá la autorización previa del BCRA.

Pagos de capital e intereses del endeudamiento financiero externo

El artículo 7 de la Comunicación "A" 7106 del BCRA establece que los deudores con pagos programados de capital con vencimiento entre el 15 de octubre de 2020 y el 31 de marzo de 2021 correspondientes a

- (i) endeudamiento financiero externo del sector privado no financiero con un acreedor que no sea una contraparte relacionada con el deudor;
- (ii) el endeudamiento financiero exterior a cuenta de operaciones del deudor y/o
- (iii) emisiones de títulos de deuda registrados públicamente en Argentina, denominados en moneda extranjera, de clientes del sector privado o de las propias entidades financieras, deberán presentar al BCRA un plan de refinanciación que se ajuste a los siguientes criterios (el "Plan de Refinanciación")
 - (a) que los deudores tuvieran acceso al Mercado de Divisas en las fechas de vencimiento originales para realizar pagos de montos netos de capital que no superen el cuarenta por ciento (40%) de los montos de capital adeudados; y
 - (b) el saldo del principal deberá ser refinanciado, como mínimo, mediante un nuevo endeudamiento externo con una vida media de dos (2) años.

Asimismo, el artículo 7 de la Comunicación "A" 7106 del Banco Central establece que, además de la refinanciación otorgada por el acreedor original, también se computarán los ingresos provenientes de nuevos endeudamientos financieros con el exterior con otros acreedores, siempre que los ingresos obtenidos de los mismos sean transferidos y liquidados a través del Mercado de Divisas. En el caso de emisiones de títulos de deuda registrados públicamente en Argentina y denominados en moneda extranjera, también se computarán las nuevas emisiones siempre que se cumplan determinadas condiciones. Además, la Comunicación "A" 7106 estableció que el Plan de Refinanciación debía ser presentado al BCRA antes del 30 de septiembre de 2020 respecto de las amortizaciones con vencimiento hasta el 31 de diciembre de 2020. A su vez, para las amortizaciones con vencimiento entre el 1 de enero de 2021 y el 31 de marzo de 2021, los Planes de Refinanciación debían presentarse con una antelación máxima de treinta (30) días naturales a la fecha de vencimiento de la amortización del principal a refinanciar. Las disposiciones antes mencionadas no se aplicarán a: (i) al endeudamiento con organismos internacionales o agencias asociadas a los mismos o garantizados por ellos; (ii) al endeudamiento concedido al deudor por organismos oficiales de crédito o garantizados por ellos; y (iii) cuando el importe por el que se solicite el acceso al Mercado de Divisas para el pago del principal de dicho endeudamiento no supere el equivalente a 1.000.000 de Dólares por mes natural, y 2.000.000 de en el caso de acceso al Mercado de Divisas para el pago del principal a partir del 1 de abril de 2021.

Adicionalmente, en virtud de la Comunicación "A" 7230, el BCRA estableció que lo dispuesto en el apartado 7 de la Comunicación "A" 7106 será aplicable a aquellos deudores que tengan programados vencimientos de capital entre el 1 de abril de 2021 y el 31 de diciembre de 2021 para el endeudamiento allí detallado. En tal caso, el plan de refinanciación deberá ser presentado al BCRA antes del 15 de marzo de 2021 para los vencimientos de capital programados entre el 1 de abril de 2021 y el 15 de abril de 2021. En los restantes casos, deberá presentarse con una antelación mínima de 30 días corridos al vencimiento del capital a refinanciar.

Por último, estableció que no será necesaria la presentación del plan previsto en el apartado 7 de dicha Comunicación cuando los vencimientos correspondan a: i) endeudamiento originado a partir del 01.01.2020 y cuyos fondos hayan sido depositados y liquidados en el Mercado de Divisas; ii) endeudamiento originado a partir del 01.01. 2020 y que constituyan refinanciaciones de vencimientos de principal posteriores a esa fecha, en la medida en que la refinanciación haya permitido alcanzar los parámetros establecidos en dicho punto; y iii) la parte restante de los vencimientos ya refinanciados en la medida en que la refinanciación haya permitido alcanzar los parámetros establecidos en dicho punto.

Mediante la Comunicación "A" 7133 (modificada por la Comunicación "A" 7196), el BCRA dispuso que

- (1) se permitirá el acceso al Mercado de Divisas hasta 45 días corridos antes de la fecha de vencimiento para el pago de capital e intereses de las deudas financieras externas o de los títulos de deuda registrados públicamente en Argentina y denominados en moneda extranjera, si el prepago se realiza en virtud de un proceso de refinanciación de la deuda que cumpla con lo establecido en la Comunicación "A" 7106 antes mencionada y, adicionalmente, cuando se cumplan todas las condiciones siguientes: (a) que el importe de los intereses pagados no supere el importe de los intereses devengados por el endeudamiento refinanciado hasta la fecha de liquidación de la refinanciación, y (b) que el importe acumulado de los vencimientos de capital de la nueva deuda no supere el importe que hubieran acumulado los vencimientos de capital de la deuda refinanciada;
- (2) se permitirá el acceso al Mercado de Divisas antes de la fecha de vencimiento para el pago de intereses de deudas financieras extranjeras o de títulos de deuda registrados públicamente en Argentina y denominados en moneda extranjera, si el prepago se consuma como parte de un proceso de canje de títulos de deuda emitidos por el cliente y se cumplen todas las condiciones siguientes (a) que el importe pagado antes del vencimiento corresponda a los intereses devengados a la fecha de cierre del canje; (b) que la vida media de los nuevos títulos de deuda sea superior a la vida media restante del título canjeado; y (c) que el importe acumulado de los vencimientos de capital de los nuevos títulos no supere en ningún momento el importe que hubieran acumulado los vencimientos de capital de los títulos canjeados; y
- (3) de conformidad con lo dispuesto en el artículo 7 de la Comunicación "A" 7106, relativo a los reembolsos programados de capital con vencimiento entre el 15 de octubre de 2020 y el 31 de marzo de 2021: (a) el BCRA considerará concluido el Plan de Refinanciación allí establecido cuando el deudor acceda al Mercado de Divisas para cancelar el capital en un monto superior al 40% del monto de capital que en ese momento vencía, en la medida que el deudor liquide divisas en el Mercado de Divisas a partir del 9 de octubre de 2020, en un monto igual o mayor al exceso sobre dicho 40%, a cuenta de (i) endeudamiento financiero con el exterior, (ii) emisión de títulos de deuda registrados públicamente en el exterior, (iii) emisión de títulos de deuda registrados públicamente en Argentina y denominados en moneda extranjera que cumplan con las condiciones establecidas en el punto 3. 6.4 de la Comunicación "A" 6844 del BCRA, y (b) en el caso de títulos de deuda públicamente registrados en Argentina o en el exterior, emitidos a partir del 9 de octubre de 2020, con una vida promedio no inferior a dos años, y cuya entrega a los acreedores haya permitido alcanzar los parámetros previstos en el Plan de Refinanciación propuesto, se consideró cumplido el requisito de liquidación en moneda extranjera a los efectos de poder acceder al Mercado de Divisas para el servicio de capital e intereses de los mismos.

En consonancia con el BCRA, la CNV emitió la Resolución General No° 861 para facilitar la refinanciación de la deuda a través del mercado de capitales. En este sentido, la CNV dispuso que siempre que la emisora pretenda refinanciar deuda a través de una oferta de canje o de nuevas emisiones de títulos de deuda, en ambos casos a cambio o a pagar con títulos de deuda previamente emitidos por la empresa y colocados en forma privada y/o con créditos preexistentes contra dicha empresa, se considerará cumplido el requisito de colocación a través de oferta pública si la nueva emisión es suscrita por esta vía por los acreedores de la empresa cuyos títulos de deuda sin oferta pública y/o créditos preexistentes representen un porcentaje que no supere el treinta por ciento (30%) del monto agregado efectivamente colocado, y el porcentaje restante sea suscrito y pagado en efectivo o en especie por el ofrecimiento de títulos de deuda originalmente colocados mediante oferta pública, u otros títulos de deuda de oferta pública que coticen y/o se negocien en mercados autorizados por la CNV, emitidos por la misma sociedad, por personas que estén domiciliadas en Argentina o en países que no estén incluidos en la lista de jurisdicciones no cooperantes a efectos fiscales, enumeradas en el artículo 24 del Anexo del Decreto No. 862/2019 o cualquiera que lo reemplace en el futuro. Adicionalmente, la Resolución General No° 861 dispuso la obligatoriedad del cumplimiento de ciertas condiciones para considerar cumplido el requisito de oferta pública.

Pago de capital e intereses de títulos de deuda registrados con compensación en el exterior

El 4 de febrero de 2021, el BCRA emitió la Comunicación "A" 7218, que permite el acceso al Mercado de Divisas a residentes argentinos para el pago de capital e intereses de títulos registrados en agencias de compensación y depósito central de valores del exterior emitidos a partir del 5 de febrero de 2021, que hayan sido liquidados parcialmente con moneda extranjera en Argentina, en la medida que se cumplan todas las siguientes condiciones, (i) que el prestatario acredite exportaciones realizadas con anterioridad a la emisión de los títulos, o que el producido de la emisión de dichos títulos haya sido utilizado para realizar pagos en el exterior; siempre que se cumpla una de las dos (2) condiciones, el acceso al Mercado de Divisas no requerirá la aprobación previa del BCRA; (ii) la vida media de los pagarés no será inferior a cinco (5) años; (iii) el primer pago del principal de los pagarés no se producirá antes de tres (3) años a partir de la fecha de emisión (iv) las notas suscritas localmente en Argentina y liquidadas localmente con moneda extranjera no excederán el 25% del monto total de las notas suscritas; y (v) todos los fondos de la oferta serán liquidados a través del Mercado de Divisas antes de que el prestatario acceda al Mercado de Divisas por primera vez para pagar los intereses y/o el principal bajo las notas.

Prepago de financiaciones denominadas en moneda extranjera otorgadas por instituciones financieras locales

Se requerirá la aprobación previa del BCRA para acceder al Mercado de Divisas para prepagar financiaciones en moneda extranjera otorgadas por instituciones financieras locales, salvo que se trate de pagos de compras con tarjeta de crédito realizadas en moneda extranjera.

Pagos de utilidades y dividendos

Conforme a la sección 3.4 de la Regulación Cambiaria, se permite el acceso al mercado para el pago de dividendos a accionistas no residentes, conforme a las siguientes condiciones:

- Montos máximos: El importe total de las transferencias realizadas a través del Mercado de Divisas para el pago de dividendos a accionistas no residentes no podrá superar el 30% del valor total de las aportaciones realizadas en la correspondiente sociedad local que hayan entrado y se hayan liquidado a través del Mercado de Divisas a del 17 de enero de 2020. El monto total pagado a los

accionistas no residentes no podrá superar el monto correspondiente denominado en pesos que determine la asamblea de accionistas para ser distribuir como dividendos.

- Plazo mínimo: El acceso al Mercado de Divisas sólo se concederá después de que haya transcurrido un período no inferior a treinta (30) días naturales a partir de la fecha de liquidación de la última aportación de capital que se tenga en cuenta para determinar el mencionado tope del 30%.
- Requisitos documentales: Los dividendos deben ser el resultado de balances cerrados y auditados. Cuando se solicite el acceso al Mercado de Divisas para este fin, se deberá acreditar la capitalización definitiva de los aportes de capital o, en su defecto, se deberá acreditar la presentación del trámite de inscripción del aporte de capital ante el Registro Público. En este caso, se deberá acreditar la capitalización definitiva dentro de los 365 días naturales siguientes a la fecha de la presentación inicial ante el Registro Público. En su caso, se deberá haber cumplido con el Régimen de Información de Activos y Pasivos Externos.

Acceso al Mercado de Divisas por parte de otros residentes -excluyendo personas morales- para la formación de activos externos y por operaciones con derivados

El artículo 3.10 del Reglamento Cambiario establece que el acceso al Mercado de Divisas para la constitución de activos en el exterior y para la realización de operaciones con derivados por parte de los gobiernos locales, fondos de inversión, otras universalidades establecidas en Argentina, requiere la autorización previa del BCRA.

Operaciones de derivados

El apartado 4.4 de Reglamento Cambiario exige que las operaciones de derivados, incluyendo el pago de primas, la constitución de garantías y la liquidación de futuros, forwards, opciones y otros derivados, se realicen, a partir del 11 de septiembre de 2019, en moneda local (es decir, en pesos).

Asimismo, se permite el acceso al Mercado de Divisas para el pago de primas y liquidaciones, márgenes y otras garantías en relación con los contratos de cobertura de tasa de interés de la deuda externa declarada y validada, en su caso, en el Régimen de Información de Activos y Pasivos Externos, siempre que dichos contratos no cubran riesgos superiores a los pasivos externos del riesgo de tasa de interés del deudor registrado que se cubre.

El deudor deberá designar una entidad autorizada a operar en el Mercado de Divisas para el seguimiento de la operación y deberá presentar una declaración jurada en la que se comprometa a repatriar y liquidar los fondos que se encuentren a favor del cliente local como consecuencia de dicha operación, o como consecuencia de la liberación de los fondos del constituido como garantía, en pesos dentro de los cinco (5) días hábiles siguientes.

Requisitos adicionales para el acceso al Mercado de Divisas

El 28 de mayo de 2020, el BCRA emitió la Comunicación "A" 7030 , modificada por las Comunicaciones "A" 7042, 7052, 7068, 7079, 7094, 7151, 7193 y 7239 ("Comunicación 7030"), que estableció requisitos adicionales sobre las salidas realizadas a través del Mercado Cambiario. A continuación se describen brevemente dichas medidas:

- (i) Requisitos adicionales para las salidas a través del Mercado de Divisas

En el caso de determinadas salidas realizadas a través del Mercado de Divisas (es decir pagos de importaciones y otras compras de bienes en el exterior; pago de servicios prestados por no residentes; remesas de utilidades y dividendos; pago de capital e intereses de endeudamiento externo; pagos de intereses de deudas por importación de bienes y servicios; pagos de endeudamiento en moneda extranjera a cargo de residentes realizados a través de fideicomisos organizados en Argentina para garantizar la prestación de servicios; pagos en virtud de títulos de deuda en moneda extranjera registrados públicamente en Argentina y pasivos en moneda extranjera adeudados por residentes; compras de moneda extranjera por parte de personas físicas residentes con el fin de formar activos externos, prestar asistencia familiar y realizar operaciones de derivados (distintas de las realizadas por personas físicas con motivo de la formación de activos externos), compra de moneda extranjera por parte de personas físicas para utilizarla simultáneamente en la compra de inmuebles en Argentina con un préstamo hipotecario; la compra de moneda extranjera por parte de otros residentes (excluidas las entidades financieras) para formar activos externos y en relación con operaciones de derivados; otras compras de moneda extranjera por parte de residentes para usos específicos y en el marco de contratos de cobertura de tasa de interés en relación con pasivos contraídos por residentes que hayan sido informados y validados en el marco del Régimen de Información de Activos y Pasivos Externos), la entidad financiera deberá obtener la aprobación previa del BCRA antes de tramitar la operación, salvo que haya obtenido una declaración jurada suscrita por la persona jurídica o física en la que conste que, al momento de acceder al mercado local de cambios:

- a) La tenencia de moneda extranjera en Argentina y la no tenencia de activos líquidos externos disponibles. El cliente deberá certificar que todas las divisas en Argentina están disponibles en cuentas en entidades financieras y que no tenía activos líquidos externos disponibles al inicio del día en que se solicitó el acceso al mercado por un monto superior al equivalente a US\$100,000. La Comunicación 7030 ofrece una lista meramente ilustrativa de activos líquidos externos que incluye, entre otros, la tenencia de billetes y monedas en moneda extranjera, la tenencia de oro acuñado o lingotes de oro para su entrega en buen estado, los depósitos a la vista en instituciones financieras en el extranjero y otras inversiones que permiten la disponibilidad inmediata de moneda extranjera, incluidas, por ejemplo, las inversiones en valores públicos externos, los fondos mantenidos en cuentas de inversión con gestores de inversiones en el extranjero, las criptomonedas, los fondos en cuentas de proveedores de servicios de pago, etc.

Se entiende que los activos líquidos externos disponibles no incluyen aquellos fondos depositados en el exterior que no pueden ser utilizados por la persona jurídica o física por tratarse de fondos de reserva o de seguridad constituidos en cumplimiento de los requisitos de los contratos de préstamo en el exterior o de fondos constituidos como garantía de operaciones de derivados consumadas en el exterior.

Si la persona jurídica o física dispusiera de activos líquidos en el exterior por un importe superior al especificado en el primer párrafo, la entidad financiera podrá aceptar también una declaración jurada siempre que se asegure de que dicho importe no se superará por el hecho de que, parcial o totalmente, dichos activos

- (i) se utilizaron durante ese día para realizar pagos que habrían requerido el acceso al mercado local de divisas
- (ii) fueron transferidos a la persona jurídica o a la persona física a una cuenta de corresponsalía de una institución local autorizada para negociar con divisas
- (iii) son fondos depositados en cuentas bancarias en el extranjero procedentes de cobros de exportaciones de bienes y/o servicios o de anticipos, de la financiación previa o posterior a la

exportación de bienes por parte de no residentes, o de la enajenación de activos no financieros no producidos respecto de los cuales aún no ha expirado el plazo de 5 días hábiles después del cobro; o

- (iv) son fondos depositados en cuentas bancarias en el exterior provenientes de endeudamiento financiero en el exterior y su monto no supera el monto equivalente a pagar en concepto de capital e intereses dentro de los próximos 120 días corridos.

En la declaración jurada que presenten las personas jurídicas o físicas se indicará expresamente el valor de sus activos externos líquidos disponibles al inicio del día, así como los montos asignados a cada una de las situaciones descritas en los incisos i) a iv), según corresponda.

- b) Nuevos ingresos y liquidaciones de divisas provenientes de cobros de préstamos otorgados a terceros y depósitos a plazo fijo o ventas de cualquier activo, siempre que los mismos hayan sido adquiridos y otorgados con posterioridad al 28 de mayo de 2020. Las declaraciones juradas de los clientes deberán incluir el compromiso de liquidar en el Mercado de Divisas, en un plazo de cinco días hábiles a partir de su puesta a disposición, aquellos fondos recibidos del exterior provenientes de la cobranza de préstamos otorgados a terceros, de la cobranza de un depósito a plazo fijo o de la venta de cualquier activo, siempre que el activo hubiera sido adquirido, el depósito a plazo fijo hubiera sido realizado o el préstamo hubiera sido otorgado con posterioridad al 28 de mayo de 2020.

No se exigirá la presentación de declaraciones juradas para las salidas a través del Mercado de Divisas en los siguientes casos (1) las operaciones propias de la entidad cambiaria, actuando como cliente; (2) el pago de financiaciones en moneda extranjera otorgadas por entidades financieras locales en relación con compras en moneda extranjera utilizando tarjetas de crédito o de compra; y (3) los pagos al exterior realizados por empresas de tarjetas de crédito que no sean entidades financieras en relación con el uso de tarjetas de crédito, de compra, de débito o prepagas emitidas en Argentina.

Adicionalmente, la Comunicación "B" 12082 del BCRA estableció que, previo a permitir cualquier salida de fondos al exterior, las entidades financieras están obligadas a consultar el sistema en línea implementado por el BCRA para verificar si el cliente que pretende acceder al Mercado de Divisas se encuentra incluido en el listado de CUITs (Números de Identificación Tributaria) que muestran operaciones cambiarias inconsistentes.

- (ii) Pago de importaciones de bienes accediendo al Mercado de Divisas hasta el 30 de junio de 2021.

Además de cumplir con el requisito de presentación establecido en el inciso (i) anterior, el punto 2 de la Comunicación 7030 establece que, a los efectos de acceder al Mercado de Divisas para pagar importaciones de bienes o el monto principal de deudas derivadas de la importación de bienes, las personas jurídicas y físicas deberán obtener la aprobación previa del BCRA, salvo que se produzca alguna de las siguientes situaciones:

- a) Que la entidad haya recibido una declaración jurada del cliente en la que manifieste que el monto total de los pagos asociados a sus importaciones de bienes tramitados a través del Mercado de Divisas durante el año 2020, incluyendo el pago cuyo curso se solicita, no supera en más de US\$ 1.000.000, el monto por el cual el importador accedería al Mercado de Divisas al computar las importaciones de bienes que figuren a su nombre en el sistema de seguimiento de pagos de importaciones de bienes (SEPAIMPO) y que se hayan realizado entre el 1 de enero, 2020 y el día

anterior al acceso al Mercado Cambiario, más el monto de los pagos realizados bajo otras excepciones, restando el monto pendiente de ingresar a Argentina, relacionado con los pagos de importaciones con registro aduanero pendiente realizados entre el 1 de septiembre de 2019 y el 31 de diciembre de 2019, más el monto de los pagos realizados a través del Mercado Cambiario a partir del 6 de julio de 2020, correspondientes a las importaciones de bienes ingresados por Requerimiento Particular o Courier que hayan sido despachados a partir del 1 de julio de 2020, o que habiendo sido despachados con anterioridad, no hayan arribado al país antes de esa fecha.

- b) En el caso de un pago diferido o a la vista de importaciones correspondientes a operaciones que hayan sido embarcadas a partir del 1 de julio de 2020 o que, habiendo sido embarcadas previamente, no hayan llegado al país antes de esa fecha.
- c) Es un pago asociado a una operación no incluida en el inciso b) anterior, en la medida que se destine a la cancelación de una deuda comercial por importaciones de bienes con un organismo de crédito a la exportación o una entidad financiera del exterior o que estuviera garantizada por alguno de dichos organismos.
- d) Se trate de un pago realizado por: i) el sector público, ii) entidades en las que el Estado argentino tenga una participación mayoritaria en el capital social o en la toma de las principales decisiones societarias o iii) fideicomisos constituidos con aportes realizados por el sector público nacional.
- e) Se trata de un pago de importación con registro de ingreso aduanero pendiente, a realizar por una entidad encargada de la provisión de medicamentos críticos a ingresar por solicitud privada del beneficiario.
- f) Se trata de un pago de importación con registro de ingreso aduanero pendiente realizado para la compra de kits de detección de COVID-19 u otros productos con posiciones arancelarias que se encuentren incluidos en el listado del Decreto No° 333/2020 y sus modificatorias.
- g) Que la entidad financiera haya recibido una declaración jurada del cliente en la que manifieste que, incluyendo el pago anticipado de importación que se solicita, más los montos incluidos en el inciso a), no superan los US\$ 3.000.000 (tres millones de dólares estadounidenses) y que estos pagos están relacionados con la importación de productos vinculados a la provisión de medicamentos u otros bienes relacionados con la asistencia médica y/o sanitaria dirigida a la población o insumos que son necesarios para su elaboración local.
- h) Se trata de un anticipo de las importaciones para la compra de bienes de equipo. Las posiciones arancelarias clasificadas como BK (Bienes de Capital) en el Nomenclador Común del MERCOSUR (Decreto No° 690/02 y normas complementarias) serán consideradas a estos efectos. Si los bienes de capital y otros bienes que no son de capital son pagados en un mismo anticipo, el pago podrá ser canalizado a través de este rubro en la medida que los primeros representen al menos el 90% del valor total de los bienes adquiridos al proveedor en la operación y la entidad reciba una declaración jurada del cliente en la que se indique que el resto de los bienes son repuestos accesorios o materiales necesarios para el funcionamiento, construcción o instalación de los bienes de equipo que sean adquiridos. La entidad interviniente deberá verificar el cumplimiento de los restantes requisitos establecidos para la operación por la normativa cambiaria vigente.

Previo a la autorización de los pagos por importaciones de bienes, la entidad financiera interviniente deberá, además de solicitar la declaración jurada del cliente, verificar que dicha declaración sea compatible con los datos existentes en el BCRA a partir del sistema online implementado a tal fin.

El monto por el cual los importadores podrán acceder al Mercado de Divisas en las condiciones establecidas en el marco del artículo 2 de la Comunicación "A" 7030 se incrementará en el equivalente al 50% de los montos que, el importador liquide a través del Mercado de Divisas en concepto de anticipos de exportación o prefinanciación de exportaciones del exterior con un plazo mínimo de 180 días, a partir del 2 de octubre de 2020.

El 31 de marzo de 2021, el Banco Central emitió la comunicación "A" 7253, que permite el acceso al mercado de divisas para el prepago de importaciones para la adquisición de bienes de capital, y aumenta a 545 días corridos desde la fecha de dicho acceso el límite hasta el cual la entidad interviniente podrá extender el plazo para el registro del ingreso aduanero de las mercancías en el caso de prepago de importaciones de bienes de capital.

En el caso de las operaciones liquidadas a partir del 19 de marzo de 2021, también se permitirá el acceso al Mercado de Divisas por el 50% restante en la medida que la porción adicional corresponda a los pagos de importaciones de bienes de capital y/o mercancías de bienes que califiquen como insumos para la producción de bienes exportables. En este último caso, la entidad debe recibir una declaración del cliente sobre el tipo de bienes de que se trata y su condición de insumos en la producción de bienes a exportar. (iii) Acceso al Mercado de Divisas para el pago de importaciones de bienes mientras está pendiente la presentación del despacho de importación

De acuerdo con la Comunicación "A" 7138, para acceder al Mercado de Divisas para el pago de las importaciones de bienes pendientes de despacho aduanero, los importadores están obligados (además de los demás requisitos vigentes en el Reglamento de Divisas) a presentar una declaración a través del Sistema Integral de Monitoreo de Importaciones (SIMI) en la que conste la condición de "SALIDA" en relación con los bienes importados en la medida en que dicha declaración sea necesaria para el registro de la solicitud de importación de bienes para el consumo.

(iv) Acceso al Mercado de Divisas para el pago anticipado de las importaciones

La Comunicación "A" 7138 aclaró que, a partir del 2 de noviembre de 2020, los pagos de importaciones de bienes pendientes de despacho aduanero realizados entre el 2 de septiembre de 2019 y el 31 de octubre de 2019 se considerarán en mora si (A) se refieren a (i) pagos a la vista tras la presentación de los documentos de embarque; (ii) pagos de deudas comerciales en el extranjero; y (iii) el pago de garantías comerciales para la importación de mercancías concedidas por instituciones locales, y (B) no están regularizados, es decir, el cliente no ha aportado pruebas a la institución encargada de supervisar dicho pago (hasta el importe pagado) de la existencia de (i) el despacho de importación a su nombre o a nombre de un tercero; (ii) la liquidación en el Mercado de Divisas de las divisas asociadas a la devolución del pago efectuado; (iii) otras formas de regularización permitidas por la Normativa de Divisas; y/o (iv) la aceptación por parte del BCRA de la regularización total o parcial de la operación.

Los importadores no podrán acceder al Mercado de Divisas para realizar nuevos pagos anticipados de bienes importados hasta que no se regularicen dichas operaciones incumplidas.

(v) Pagos de capital bajo deudas con contrapartes relacionadas hasta el 30 de junio de 2021

Se requiere la aprobación previa del BCRA para acceder al Mercado de Divisas para realizar pagos al exterior de capital de deudas financieras cuando el acreedor sea una contraparte relacionada con el deudor. Este requisito es aplicable hasta el 30 de junio de 2021, según la Comunicación "A" 7239. Dicha exigencia no se aplicará a las operaciones propias de las entidades financieras locales.

El punto 4 de la Comunicación "A" 7123 del BCRA establece que, en tanto continúe vigente el requisito de obtener la aprobación previa para acceder al Mercado de Divisas para pagar, al vencimiento, el capital del endeudamiento financiero externo del sector privado no financiero cuando el acreedor sea una contraparte relacionada con el deudor, dicho requisito no será aplicable si los fondos han sido ingresados y liquidados a través del Mercado de Divisas a partir del 2 de octubre de 2020 y la vida promedio del endeudamiento no es inferior a 2 (dos) años.

(vi) Ampliación del plazo para salidas por el Mercado de Divisas en relación con la venta de valores a liquidar en moneda extranjera o transferencias a depositarios extranjeros

En el caso de salidas por el Mercado de Divisas, incluso mediante operaciones de swap o arbitraje, además de los requisitos que se apliquen a cada caso particular, las entidades financieras deberán solicitar la presentación de una declaración jurada que certifique que

- a) en el día en que se solicita el acceso al mercado y en los 90 días naturales anteriores no se han realizado ventas de valores mediante liquidación de divisas o transferencias de las mismas a depositarios extranjeros; y
- b) el cliente que presenta la declaración jurada se compromete a no vender valores que se liquiden en moneda extranjera ni a transferirlos a depositarios extranjeros desde el día en que se solicita el acceso y durante un plazo de 90 días naturales.

No se exigirá la presentación de la declaración jurada en caso de salidas a través del Mercado de Divisas en las siguientes circunstancias 1) las operaciones propias de la entidad financiera, actuando como cliente; 2) el pago de financiaciones en moneda extranjera otorgadas por entidades financieras locales, incluyendo los pagos por compras realizadas en moneda extranjera con tarjetas de crédito o de compra; y 3) las remesas al exterior a nombre de personas físicas beneficiarias de prestaciones jubilatorias y/o pensionarias pagadas por la ANSES.

Comunicación "A" 7193

A través de la Comunicación "A" 7193, el BCRA modificó la Sección 2 de la Comunicación "A" 7030 modificada, que regulaba los requisitos para acceder al Mercado de Divisas para el pago de importaciones, de acuerdo con lo ya reflejado en "-Pago de importaciones con acceso al Mercado de Divisas hasta el 30 de junio de 2021."

Asimismo, la Comunicación "A" 7193 estableció que las entidades financieras estarán obligadas a obtener el consentimiento previo del BCRA para brindar a sus clientes acceso al Mercado de Divisas para pagos, respecto de las operaciones de pago comprendidas en los incisos 3.1. a 3.11. y 4.4.2. de la Reglamentación Cambiaria (incluyendo las que se concreten a través de canjes o arbitrajes), a personas o entidades incluidas por la AFIP en la base de datos de facturas "falsas" o documentos equivalentes establecida por dicho Organismo. Este requisito no será aplicable para acceder al Mercado de Divisas para el pago de financiaciones en moneda extranjera otorgadas por entidades financieras locales, incluyendo los pagos en moneda extranjera realizados a través de tarjetas de crédito o de compra.

Comunicación "A" 7200

El 6 de enero de 2021, el Banco Central emitió la Comunicación "A" 7200, estableciendo un nuevo "Registro de información cambiaria de exportadores e importadores". Los exportadores e importadores que, por su grado de importancia de los volúmenes que operan, deberán inscribirse antes del 30 de abril de 2021.

A partir del 1 de mayo de 2020, cualquier pago que se realice desde Argentina a través del mercado de divisas, requerirán la autorización previa del Banco Central si son realizados por sujetos obligados que figuren como "no inscritos" en el Registro de información cambiaria de exportadores e importadores.

Otras disposiciones específicas

Acceso al Mercado de Divisas para fines de ahorro o inversión de los individuos

De acuerdo con el artículo 3.8 de la Regulación Cambiaria, los residentes argentinos pueden acceder al Mercado de Divisas con fines de formación de activos externos, asistencia familiar u operaciones de derivados (con algunas excepciones expresamente establecidas) por hasta US\$200 (mediante débitos en cuentas bancarias locales) o US\$100 (en efectivo) por persona y por mes a través de todas las entidades cambiarias autorizadas. Si el acceso implica una transferencia de los fondos al exterior, la cuenta de destino deberá ser una cuenta de propiedad de la misma persona.

En todos los casos, la persona estará obligada a presentar una declaración jurada en la que exprese que los fondos no serán utilizados para la compra secundaria de valores dentro de los cinco (5) días hábiles siguientes. Además, si una persona adquiere valores mediante pago en moneda extranjera, los mismos deberán haber sido mantenidos por el cliente durante al menos 5 días hábiles desde la liquidación de la operación antes de su posterior venta o transferencia a otro depositario. Este periodo mínimo de tenencia no se aplicará si la venta de los valores se realiza en la misma jurisdicción y la liquidación de las operaciones se realiza en la misma moneda extranjera.

A partir del 16 de septiembre de 2020, el BCRA dispuso mediante la Comunicación "A" 7106 que las compras en pesos realizadas en el exterior con tarjeta de débito y los montos en moneda extranjera adquiridos por personas físicas en el Mercado de Divisas a partir del 1 de septiembre de 2020, para el pago de obligaciones entre residentes en el marco del artículo 3.6 de la Normativa de Cambios, incluyendo los pagos por compras con tarjeta de crédito en moneda extranjera, se deducirán, a partir del mes calendario siguiente, del cupo mensual de US\$ 200. Si el importe de dichas compras supera la cuota disponible para el mes siguiente o dicha cuota ya ha sido absorbida por otras compras realizadas desde el 1 de septiembre de 2020, dicha deducción se realizará de las cuotas de los meses siguientes hasta completar el importe de dichas compras.

Asimismo, de acuerdo con la Comunicación "A" 7106 y con vigencia a partir del 16 de septiembre de 2020, para permitir el acceso al Mercado de Divisas para la formación de activos externos, se deberá entregar a la entidad pertinente una declaración jurada del cliente por la cual éste se compromete a no realizar operaciones de valores en Argentina a liquidar en moneda extranjera a partir del momento en que solicita el acceso al Mercado de Divisas y durante los 90 días corridos posteriores.

La entidad correspondiente verificará en el sistema en línea implementado por el BCRA si la persona no ha alcanzado los límites fijados para el mes calendario correspondiente o no los ha superado en el mes calendario anterior y por lo tanto está habilitada para realizar la operación de cambio, y solicitará al cliente una declaración jurada en la que conste que dicha persona no es beneficiaria de ningún "Préstamo a tasa de interés cero" contemplado en el artículo 9 del Decreto No. 332/2020 y sus modificatorias, "Préstamos Subsidiados para Empresas" y/o "Préstamos a Tasa de Interés Cero para Trabajadores Independientes dedicados a la Actividad Cultural".

Asimismo, para la celebración de operaciones de derivados relacionadas con el pago de primas, constitución de garantías y pagos de futuros, forwards, opciones y otros derivados, en la medida que impliquen un pago en moneda extranjera, se requerirá la autorización previa del BCRA.

También se permite el acceso al mercado local de cambios para el pago de primas, constitución de garantías y pago de contratos de cobertura de tasa de interés en virtud de obligaciones de residentes frente a acreedores del exterior que se informen y validen, según corresponda, en el Régimen de Información de Activos y Pasivos Externos, siempre que no cubra riesgos superiores a los pasivos externos efectivamente contraídos por el deudor a la tasa de interés del riesgo que se está cubriendo a través de dicha operación. El cliente que acceda al mercado local mediante este mecanismo deberá designar una institución autorizada para operar en el Mercado de Divisas que hará el seguimiento de la operación y firmará una declaración jurada en la que se comprometerá a ingresar y liquidar los fondos a pagar al cliente local como resultado de dicha operación o como resultado de la liberación del dinero de la garantía, dentro de los 5 días hábiles siguientes a la fecha de dicho pago o liberación.

Asimismo, las personas que reciban préstamos denominados en pesos dirigidos a las PYMES enumeradas en los puntos 2 y 3 de la Comunicación "A" 7006 del BCRA, deberán solicitar al BCRA la autorización previa para acceder al Mercado de Divisas a fin de realizar operaciones de formación de activos externos, de asistencia familiar y de celebración de operaciones de derivados o de venta de valores a liquidar en moneda extranjera o de transferencia de dichos valores a otros depositarios. La entidad que corresponda solicitará a los clientes que deseen acceder al Mercado de Divisas que acrediten la referida autorización del BCRA o una declaración jurada en la que conste que no son beneficiarios de ninguna financiación de las enumeradas en los puntos 2 o 3 de la Comunicación "A" 7006 del BCRA.

Asimismo, el BCRA ha establecido que las personas físicas beneficiarias de lo dispuesto en el punto 4 de la Comunicación "A" 6949, complementada, y en el artículo 2 del Decreto No° 319/20 no podrán, hasta la devolución total del monto financiado o mientras subsista el beneficio relativo al ajuste del valor de la cuota, según corresponda, (i) acceder al Mercado de Divisas a los fines de formar patrimonio externo, prestar asistencia familiar y celebrar operaciones de derivados; y (ii) disponer la venta en Argentina de títulos valores con liquidación en moneda extranjera o transferirlos a depositarios del exterior.

Acceso al Mercado de Divisas por no residentes

De conformidad con la sección 3.12 de la Regulación Cambiaria, se requerirá la aprobación previa del BCRA para el acceso al Mercado de Divisas por parte de los no residentes para la compra de divisas, con excepción de las siguientes operaciones (a) organismos e instituciones internacionales que cumplan funciones de agencias oficiales de crédito a la exportación, (b) representaciones diplomáticas y personal consular y diplomático acreditado en el país para las transferencias que se realicen en el ejercicio de sus funciones, (c) representantes de tribunales, autoridades u oficinas, misiones especiales, comisiones u organismos bilaterales establecidos por Tratados o Acuerdos Internacionales, en los que Argentina sea parte, en la medida que las transferencias se realicen en el ejercicio de sus funciones, (d) transferencias al exterior a nombre de personas físicas beneficiarias de jubilaciones y/o pensiones pagadas por la ANSES, hasta el monto pagado por dicho organismo en el mes calendario y en la medida que la transferencia se realice a una cuenta bancaria de propiedad del beneficiario en su país de residencia registrado, (e) compra de moneda extranjera (en efectivo) por parte de personas físicas no residentes para gastos de turismo y viajes, hasta un monto máximo de U\$S100 dólares, en la medida que la entidad financiera pueda verificar que el cliente ha liquidado un monto igual o superior a la suma a comprar dentro de los 90 días anteriores a la operación; y f) las transferencias a cuentas bancarias offshore de personas físicas que sean beneficiarias de pensiones otorgadas por el Estado Nacional de acuerdo con las Leyes No. 24.043, 24.411 y 25.914, complementadas.

Canjes y arbitrajes. Operaciones que impliquen valores

Las entidades financieras pueden realizar operaciones de swap y arbitraje de divisas con sus clientes en los siguientes casos

- (i) entradas de divisas procedentes del extranjero, en la medida en que no se refieran a operaciones sujetas a la obligación de liquidarlas en el Mercado de Divisas. Las entidades financieras permitirán que las entradas de divisas procedentes del extranjero se abonen en las cuentas abiertas por el cliente en moneda extranjera en relación con estas operaciones;
- (ii) la transferencia de divisas al extranjero por parte de personas físicas desde sus cuentas locales denominadas en moneda extranjera a cuentas bancarias mantenidas por dichas personas en el extranjero. Las instituciones financieras exigirán una declaración jurada del cliente en la que se afirme que éste no ha vendido ningún valor a liquidar en moneda extranjera en el mercado local en los últimos 5 días hábiles;
- (iii) la transferencia de divisas al exterior por parte de los depositarios comunes de valores locales en relación con los ingresos recibidos en moneda extranjera a cuenta de los servicios de capital e intereses de los bonos del Tesoro argentino, cuando dicha operación forme parte del procedimiento de pago a solicitud de los depositarios comunes del exterior;
- (iv) las operaciones de arbitraje no originadas en transferencias del exterior podrán realizarse sin ninguna restricción, en la medida que los fondos sean debitados de una cuenta en moneda extranjera que el cliente tenga en una entidad financiera local. En la medida en que los fondos no sean debitados de una cuenta en moneda extranjera mantenida por el cliente, estas operaciones podrán ser realizadas por personas físicas, sin la aprobación previa del BCRA, hasta el monto permitido para el uso de efectivo en los puntos 3.8. y 3.12 de las Normas FX;
- (v) las transferencias de divisas al exterior realizadas por personas físicas desde sus cuentas locales denominadas en moneda extranjera a cuentas de recaudación en el exterior hasta un monto equivalente a 500 dólares en cualquier mes calendario, siempre que la persona física presente una declaración jurada en la que conste que la transferencia se realiza para colaborar con la manutención de residentes argentinos que se vieron obligados a permanecer en el exterior en cumplimiento de las medidas adoptadas en respuesta a la pandemia del COVID-19; y
- (vi) todas las demás operaciones de canje y arbitraje podrán ser realizadas por los clientes sin la aprobación previa del BCRA en la medida en que se permitan sin necesidad de dicha aprobación de acuerdo con otras regulaciones cambiarias. Esto también se aplica a los depositarios comunes de valores locales con respecto a los ingresos recibidos en moneda extranjera como pagos de capital e intereses de valores en moneda extranjera pagados en Argentina.

Si la transferencia se realiza en la misma moneda en la que está denominada la cuenta, la entidad financiera deberá acreditar o debitar el mismo monto que el recibido o enviado del exterior. Cuando la entidad financiera cobre una comisión o tarifa por estas operaciones, se instrumentará en un rubro específicamente designado.

Además, toda persona que tenga facilidades vigentes en pesos bajo el ámbito de las Comunicaciones "A" 6937, "A" 6993, "A" 7006, "A" 7082 del BCRA, complementadas (es decir, facilidades crediticias a tasas de interés subsidiadas) estará impedida de vender valores a liquidar en moneda extranjera o de transferir dichos valores a depositarios del exterior, hasta que dichas facilidades hayan sido totalmente canceladas.

Utilización del producto de las exportaciones para el pago de nuevas emisiones de títulos de deuda

De acuerdo con la Comunicación "A" 7196, a partir del 7 de enero de 2021, los ingresos en moneda extranjera provenientes de las exportaciones de bienes y servicios podrán ser utilizados para el pago de capital e intereses de nuevas emisiones de títulos de deuda debidamente registradas, en la medida en que:

- dicha emisión corresponda a (i) un canje de títulos de deuda, o (ii) a la refinanciación de endeudamiento financiero externo, relativo a reembolsos de capital programados con vencimiento entre el 31 de marzo de 2021 y el 31 de diciembre de 2022; y
- considerando la transacción en su conjunto, la vida media del nuevo endeudamiento es al menos 18 meses más larga que los pagos de principal e intereses que se refinancian, que deberían producirse antes del 31 de diciembre de 2022.

Utilización de los ingresos de exportación para el pago de deudas denominadas en moneda extranjera

La Comunicación "A" 7138 prevé los casos en los que los ingresos en moneda extranjera procedentes de las exportaciones de bienes y servicios pueden utilizarse para el pago de determinadas deudas denominadas en moneda extranjera, indicando que, si se cumplen las condiciones establecidas en el punto 1 de la Comunicación "A" 7123 (relativas a la utilización de los ingresos, el momento de la entrada y la liquidación de los fondos en el Mercado de Divisas y el seguimiento de la operación por una institución financiera local), los ingresos en moneda extranjera procedentes de las exportaciones de bienes y servicios pueden utilizarse para

1. el pago del principal y de los intereses de las deudas financieras en el extranjero con una duración media (considerando los servicios tanto del principal como de los intereses) no inferior a un año
2. la repatriación de inversiones directas de no residentes en empresas que no controlan instituciones financieras locales, siempre que dicha repatriación se produzca después de la fecha de finalización y ejecución del proyecto de inversión y al menos un año después de la entrada de la aportación de capital a través del Mercado de Divisas.

Además, la Comunicación "A" 7138 preveía nuevas operaciones que pueden ser pagadas con los ingresos de la exportación de divisas

- a) nuevas emisiones de títulos de deuda registrados públicamente en Argentina a partir del 11 de noviembre de 2019 y denominados en moneda extranjera cuyo capital e intereses sean pagaderos en Argentina en moneda extranjera (en la medida en que los ingresos hayan sido obtenidos a través del Mercado de Divisas), con una vida promedio no inferior a un año considerando los vencimientos tanto de capital como de intereses,
- b) nuevos endeudamientos o aportes de capital de inversión directa, cuyo producto haya ingresado y liquidado, y haya permitido alcanzar los parámetros previstos en el Plan de Refinanciación del punto 7 de la Comunicación "A" 7106;
- c) nuevas emisiones de títulos de deuda registrados públicamente en Argentina o en el exterior emitidos con posterioridad al 9 de octubre de 2020, con una vida promedio no inferior a dos años, cuya entrega permitió al emisor alcanzar los parámetros previstos en su Plan de Refinanciación.

Productos de exportación para garantizar nuevos endeudamientos

La Comunicación "A" 7196 permite que los ingresos provenientes de las exportaciones de bienes y servicios mantenidos en instituciones financieras locales o extranjeras garanticen el pago de nuevos endeudamientos contraídos en virtud de la Comunicación "A" 7123 y hayan cumplido con la obligación de

repatriación y liquidación, a partir del 7 de enero de 2021. Los fondos de estas cuentas no podrán superar en ningún momento el 125% del capital y los intereses a pagar en el mes en curso y en los seis meses naturales siguientes, de acuerdo con el calendario de pagos acordado con los acreedores. Los fondos que superen dicha cantidad deberán ser repatriados y liquidados a través del Mercado de Divisas con sujeción a las normas de cambio aplicables.

En el caso de que el acuerdo financiero suscrito exija el depósito de los fondos por un período superior al establecido para su liquidación obligatoria, el exportador podrá solicitar la ampliación de este último período hasta cinco días hábiles después del primero.

Acceso al Mercado de Divisas para la constitución de garantías

Los residentes podrán acceder al Mercado de Divisas para la constitución de garantías en relación con los nuevos endeudamientos que se celebren a partir del 7 de enero de 2021, conforme al esquema de refinanciación de la Comunicación "A" 7123, o en relación con los fideicomisos locales creados para garantizar los pagos de capital e intereses de dichos nuevos endeudamientos. Dichas garantías se mantendrán en instituciones financieras locales o, en caso de endeudamiento con el exterior, en instituciones financieras extranjeras, por un monto igual al establecido en el convenio, de acuerdo con las siguientes condiciones

- i. simultáneamente a dicho acceso, los fondos denominados en moneda extranjera están siendo repatriados y liquidados a través del Mercado de Divisas y/o los fondos acreditados en la cuenta corresponsal de una institución financiera local, y
- ii. las garantías no excederán en ningún momento el 125% del principal y los intereses a pagar en el mes en curso y los seis meses naturales siguientes, de acuerdo con el calendario de pagos acordado con los acreedores.

Los fondos que no se apliquen al pago de principal e intereses o a la garantía de conservación aquí detallada, deberán ser liquidados a través del Mercado de Divisas dentro de los cinco días hábiles siguientes a su fecha de vencimiento.

Acceso al Mercado de Divisas para el pago de nuevas emisiones de títulos de deuda

Las nuevas emisiones debidamente registradas de títulos de deuda denominados en moneda extranjera, emitidas a partir del 7 de enero de 2021, destinadas a refinanciar deuda preexistente, al solicitar el acceso al Mercado de Divisas para el pago del principal y de los intereses de dicho nuevo endeudamiento, se considerará que han cumplido con la obligación de liquidar obligatoriamente a través de moneda extranjera por un importe equivalente al principal refinanciado, los intereses devengados hasta la fecha de liquidación de la refinanciación y, en la medida en que los nuevos títulos de deuda no tengan previsto un vencimiento de principal antes de 2023, los intereses que se devengarán hasta el 31 de diciembre de 2022 por el endeudamiento que se refinancia anticipadamente y/o por el aplazamiento del principal refinanciado y/o por los intereses que se devengarán por las cantidades así refinanciadas.

Régimen especial para las financiaciones del Plan Gas IV

El 19 de noviembre de 2020, el BCRA emitió la Comunicación "A" 7168 que dispuso normas específicas aplicables a las operaciones ingresadas y liquidadas a través del Mercado de Divisas a partir del 16 de noviembre de 2020 destinadas a la financiación de proyectos comprendidos en el ámbito del Plan Gas IV. En particular, la Comunicación "A" 7168 establece que

1) Las entidades podrán otorgar acceso al Mercado de Divisas para remitir fondos al exterior en concepto de dividendos y utilidades a accionistas no residentes, sin necesidad de contar con el consentimiento previo del BCRA, siempre que se cumplan las siguientes condiciones:

- (i) que los dividendos y beneficios surjan de estados financieros auditados y cerrados;

- (ii) el importe total a pagar en concepto de dividendos y beneficios a los accionistas no residentes, incluido el pago que se solicite en ese momento, no supere el importe en moneda nacional que se les deba pagar según la distribución aprobada por la junta de accionistas
- (iii) el acceso se produce no antes de dos años naturales a partir de la fecha de la liquidación en el Mercado de Divisas de la transacción que cumple los requisitos para su inclusión en este punto; y
- (iv) la operación se declara, en su caso, en la última declaración prevista en el Régimen de Comunicación de Activos y Pasivos Externos.

2) Las entidades podrán otorgar acceso al Mercado de Divisas, sin el consentimiento previo del BCRA, para el pago al vencimiento de servicios de capital e intereses de endeudamiento externo, siempre que dicho endeudamiento tenga una vida promedio no inferior a dos años y se cumplan los restantes requisitos para el pago de capital e intereses de endeudamiento financiero externo previstos en el Reglamento de Cambios.

3) Las entidades podrán dar acceso al Mercado de Divisas, sin el consentimiento previo del BCRA, para la repatriación de inversiones directas realizadas por no residentes hasta el monto de aportes de inversiones directas liquidadas en el Mercado de Divisas a partir del 16 de noviembre de 2020 siempre que se cumplan todas las condiciones siguientes

- (i) que la entidad disponga de la documentación que acredite la entrada efectiva de la inversión directa en la empresa residente;
- (ii) el acceso se produzca no antes de dos años a partir de la fecha de liquidación en el Mercado de Divisas de la operación que se acoge a este punto;
- (iii) en caso de reducción de capital y/o devolución de aportes irrevocables realizados por la empresa local, la institución cuente con la documentación que acredite el cumplimiento de los mecanismos legales pertinentes y haya verificado que el pasivo externo en pesos generado a partir de la fecha de no aceptación del aporte irrevocable o de la reducción de capital, según corresponda, haya sido declarado en la última presentación debida bajo el Régimen de Información de Activos y Pasivos Externos.

En todos los casos, la entidad deberá contar con la documentación que le permita verificar la genuinidad de la operación a tramitar, que los fondos fueron utilizados para financiar proyectos comprendidos en el alcance de dicho plan y el cumplimiento de los demás requisitos establecidos en el Reglamento de Cambios.

Cobros locales por exportaciones de provisiones de a bordo a medios de transporte de bandera extranjera (régimen de ranchos)

El 5 de febrero de 2021, el BCRA emitió la Comunicación "A" 7217, en la que menciona que, respecto de los cobros locales por exportaciones de provisiones de a bordo a medios de transporte de bandera extranjera, se considerará que se cumple total o parcialmente con el seguimiento del permiso de embarque, por un monto equivalente al pagado localmente en pesos y/o en moneda extranjera al exportador por un agente local propietario del medio de transporte de bandera extranjera, siempre que se cumplan las siguientes condiciones

- A) La documentación permita verificar que la entrega de la mercadería exportada se ha realizado en el país, que el agente local de la empresa propietaria del medio de transporte de bandera extranjera realizó el pago al exportador localmente y en qué moneda se realizó el pago.
- B) La entidad deberá emitir una certificación en la que conste que la empresa propietaria del medio de transporte de bandera extranjera habría tenido acceso al Mercado de Divisas de

acuerdo con la Sección 3.2.2. del Reglamento Cambiario por el monto equivalente en moneda extranjera que se pretende computar al permiso de embarque.

La entidad que declara el antecedente deberá verificar previamente el cumplimiento de todos los demás requisitos establecidos en la Sección 3.2.2. de las Regulaciones FX, con excepción de lo dispuesto en la Sección 3.13. y el agente local de la empresa propietaria del medio de transporte de bandera extranjera deberá haber presentado una declaración jurada en la que manifieste que no ha transferido ni transferirá fondos al exterior por el monto proporcional de las operaciones incluidas en la certificación.

- C) En el caso de que los fondos hayan sido recibidos en el país en moneda extranjera, se requiere una certificación de que se ha realizado la liquidación de los fondos a través del Mercado de Divisas.

El agente local de la empresa propietaria del medio de transporte de bandera extranjera no deberá haber utilizado este mecanismo por un monto superior a 250.000 dólares en el mes calendario.

Régimen especial del Régimen de Promoción de Inversiones para la Exportación establecido por el Decreto No° 234/21

El 8 de abril de 2021, el Banco Central emitió la Comunicación "A" 7259, que establece que los ingresos provenientes de exportaciones de bienes en el marco del Régimen de Promoción de Inversiones para la Exportación establecido por el Decreto No° 234/21 podrán aplicarse, en los términos que establezca la autoridad de aplicación, a las siguientes operaciones

- a) Pago de capital e intereses de deudas derivadas de la importación de bienes y servicios a partir de la fecha de vencimiento;
- b) Pago de capital e intereses de deudas vinculadas a deudas financieras extranjeras a partir de la fecha de vencimiento
- c) El pago del principal y los intereses de las deudas financieras extranjeras a partir de la fecha de vencimiento;
- d) Pago de beneficios y dividendos correspondientes a balances cerrados y auditados; y
- e) Repatriación de inversiones directas de no residentes en empresas que no sean controladoras de entidades financieras locales.

Dichas solicitudes serán admitidas en la medida en que se cumplan las siguientes condiciones

1. El monto aplicado no supere el 20% del monto en moneda extranjera correspondiente al permiso de exportación cuyos cargos se aplican.
2. El importe no supere el 25% del importe bruto en divisas liquidado para la financiación del proyecto que generó las exportaciones aplicadas.

El monto bruto de las divisas liquidadas ingresadas surgirá del monto acumulado de las liquidaciones realizadas en el Mercado de Divisas a partir del 7 de abril de 2021 en concepto de deudas financieras externas e inversión extranjera directa. Las liquidaciones podrán computarse no antes de un año calendario desde la fecha de la liquidación a través del Mercado FX

3. Los exportadores que opten por este mecanismo deberán designar una entidad financiera local para el seguimiento del proyecto incluido en el Régimen de Promoción.

DOCUMENTOS DE CARÁCTER PÚBLICO

Vista ha entregado a la CNBV y a la BMV el presente reporte anual y la información y documentación requerida por las Disposiciones de Carácter General Aplicables a las Emisoras de Valores y a Otros Participantes del Mercado de Valores emitidas por la CNBV, incluyendo documentación corporativa, estados financieros y demás documentación relativa a la Emisora, la cual podrá ser consultada en la página de Internet de la CNBV www.cnbv.gob.mx o en el Centro de Información de la BMV, ubicado en Paseo de la Reforma No. 255, Colonia Cuauhtémoc, C.P. 06500, Ciudad de México, México o en su página de Internet www.bmv.com.mx. Adicionalmente, este reporte anual se encuentra a disposición de los inversionistas en nuestra página electrónica de internet www.vistaoilandgas.com.

Asimismo, los inversionistas podrán obtener copia de la documentación referida en el párrafo anterior solicitándola por escrito a la atención de Alejandro Cheriñacov, quien es la persona encargada de las relaciones con los inversionistas y podrá ser localizada en las oficinas de la Emisora ubicadas en Calle Volcán 150, piso 5, Colonia Lomas de Chapultepec, Miguel Hidalgo, Ciudad de México, México, número telefónico +52 (55) 4166-9000 y nuestro sitio web es <http://www.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 reporte anual ni a cualquier otro documento utilizado por la Emisora en el contexto de una oferta pública o privada de valores.

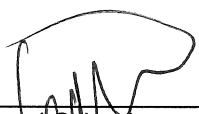
ACONTECIMIENTOS RECIENTES

A la fecha de este reporte anual, no existe información relevante que no se encuentre revelada en el reporte anual o los documentos que se hayan incorporado por referencia.


PERSONAS RESPONSABLES

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 reporte anual, 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 reporte anual 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

ANEXOS

Anexos	
Anexo	Título
Anexo "A"	Estados Financieros Auditados
Anexo "B"	Reporte de Reservas D&M
Anexo "C"	Reporte de Reservas NSI



ANEXOS DEL REPORTE ANUAL 2020

ANEXO A Estados Financieros Auditados

ANEXO B Reporte D&M

ANEXO C Reporte de Reservas NSI



ANEXO A

ESTADOS FINANCIEROS AUDITADOS



I. INFORMACIÓN FINANCIERA 2020



*Estados Financieros Consolidados auditados al 31 de diciembre
de 2020*



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

Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2020 y 2019 y
por los años finalizados el 31 de diciembre de 2020 y 2019.



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 el “Grupo”), que comprenden el estado de situación financiera consolidado al 31 de diciembre de 2020, el estado de resultados y otros resultados integrales consolidados, el estado de variaciones en el capital contable consolidados y el estado de flujo de efectivo consolidado correspondientes al ejercicio terminado en dicha fecha, así como las notas explicativas de los estados financieros consolidados que incluyen un resumen de las políticas contables significativas.

En nuestra opinión, los estados financieros consolidados adjuntos 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 2020, así como sus resultados consolidados y sus flujos de efectivo consolidados correspondientes al ejercicio terminado en dicha fecha, de conformidad con las Normas Internacionales de Información Financiera (“NIIF”), como han sido emitidas por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad.

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 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 nuestra auditoría de los estados financieros consolidados 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.

Evaluación de deterioro de activos de larga duración

Descripción de los asuntos clave de auditoría

Al 31 de diciembre de 2020, el valor neto de propiedad, planta y equipos, otros activos intangibles y crédito mercantil (“activos de larga duración”) asciende a US \$ 1,051,823 miles. En las Notas 2.4.2, 3.2.1, 3.2.2, 13, 14 y 15 de los estados financieros consolidados adjuntos, se incluyen las revelaciones sobre la propiedad, planta y equipos, crédito mercantil y otros activos intangibles. Al 31 de diciembre de 2020, el 99% de los activos no corrientes de la Compañía se localizan en Argentina.

Hemos considerado como un asunto clave de auditoría el análisis de deterioro de los activos de larga duración, ya que el valor de dichos activos con respecto a los estados financieros consolidados es significativo, y la determinación de su valor de recuperación involucra juicios y estimaciones significativos por parte de la administración, que son sensibles a 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.

La prueba de deterioro sobre los activos de larga duración del periodo requirió de uso significativo de estimaciones. Estas hipótesis se describen en la Nota 3.2.2 de los estados financieros consolidados adjuntos, y están basadas entre otros, en (i) tasas de descuento y costo promedio ponderado de capital (ii) precios futuros de petróleo crudo y gas natural y GLP, y (iii) producción y volúmenes de reservas.

Durante el ejercicio de 2020, los precios internacionales del crudo y gas, presentaron variaciones significativas a la baja derivado de un exceso de demanda en el mercado originado por diversos factores, incluyendo los impactos de la pandemia de Coronavirus (“COVID-19”).

Como resultado del análisis de deterioro realizado por la Administración de la Compañía, se reconoció al 31 de diciembre de 2020, una pérdida por deterioro de sus activos de larga duración por US \$14,044 miles relacionada con la Unidad Generadora de Efectivo (“UGE”) en México de concesiones operadas convencionales de petróleo y gas, y US \$394 miles relacionada con la UGE en Argentina de concesiones no operadas convencionales de petróleo y gas.

Cómo respondimos al asunto clave de auditoría

Evaluamos los supuestos utilizados por la Administración relacionados con la tasa de descuento, la evolución de los precios del petróleo y gas, las proyecciones de costos y gastos de producción, junto con otros supuestos clave utilizados en la elaboración de las pruebas de deterioro, al 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.

Evaluamos la razonabilidad de dichos planes con base en información externa disponible, como por ejemplo, los reportes de reserva de crudo y gas certificados por auditores externos de reservas, como parte de nuestros procedimientos evaluamos la competencia y objetividad de dichos auditores externos.

Asimismo, evaluamos lo adecuado de los costos de operación e inversiones estimadas por medio del análisis de las tendencias históricas de la Compañía y análisis de razonabilidad de estos valores con respecto a los incluidos en los informes de reservas certificados por los auditores externos de reservas de la Compañía.

Involucramos a nuestros especialistas internos, para asistirnos en la evaluación, entre otras cuestiones, de la metodología del modelo de valor en uso utilizado por la Administración de la Compañía en su análisis de deterioro y los supuestos clave utilizados en la determinación de las tasas de descuento, incluyendo las primas de riesgo utilizadas, la razonabilidad de las curvas de precios esperados del crudo y gas futuros por medio del uso de información pública disponible de diversos participantes del mercado.

También evaluamos los análisis de sensibilidad realizados por la Compañía, enfocándonos principalmente en los supuestos utilizados que se revelan en la Nota 3.2.2 de los estados financieros consolidados adjuntos.

Finalmente, evaluamos la razonabilidad de las revelaciones incluidas en los estados financieros consolidados adjuntos de la Compañía al 31 de diciembre de 2020.

Otra información contenida en el informe anual 2020 de la Compañía

La otra información como se define más adelante, 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 Otra Información”). 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 consolidados

Nuestros objetivos son obtener una seguridad razonable de que los estados financieros consolidados 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 consolidados.

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 consolidados, 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 consolidados 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 consolidados, incluida la información revelada, y si los estados financieros consolidados 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 consolidados. 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 consolidados 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 Carlos Castellanos López
Ciudad de México, México
16 de marzo de 2021

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

Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2020 y 2019 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2020 y 2019.

ÍNDICE

- Estados de resultados y otros resultados integrales consolidados por los años finalizados el 31 de diciembre de 2020 y 2019.
- Estados de situación financiera consolidados al 31 de diciembre de 2020 y 2019.
- Estados de variaciones en el capital contable consolidados por los años finalizados el 31 de diciembre de 2020 y 2019.
- Estados de flujo de efectivo consolidados por los años finalizados el 31 de diciembre de 2020 y 2019.
- Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2020 y 2019 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2020 y 2019.

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

Estados de resultados y otros resultados integrales consolidados por los años finalizados el 31 de diciembre de 2020 y 2019.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

	Notas	Año finalizado el 31 de diciembre de 2020	Año finalizado el 31 de diciembre de 2019
Ingreso por ventas a clientes	5	273,938	415,976
Costo de ventas:			
Costos de operación	6.1	(88,018)	(114,431)
Fluctuación del inventario de crudo	6.2	3,095	310
Depreciaciones, agotamiento y amortizaciones	13/14/15	(147,674)	(153,001)
Regalías		(38,908)	(61,008)
Utilidad bruta		2,433	87,846
Gastos de ventas	7	(24,023)	(27,138)
Gastos generales y de administración	8	(33,918)	(42,400)
Gastos de exploración	9	(646)	(676)
Otros ingresos operativos	10.1	5,573	3,165
Otros gastos operativos	10.2	(4,989)	(6,180)
Deterioro de activos de larga duración	3.2.2	(14,438)	-
(Pérdida) / Utilidad de operación		(70,008)	14,617
Ingresos por intereses	11.1	822	3,770
Gastos por intereses	11.2	(47,923)	(34,163)
Otros resultados financieros	11.3	4,247	(715)
Resultados financieros netos		(42,854)	(31,108)
(Pérdida) antes de impuestos		(112,862)	(16,491)
(Gasto) Impuesto sobre la renta corriente	16	(184)	(1,886)
Beneficio / (Gasto) Impuesto sobre la renta diferido	16	10,297	(14,346)
Beneficio / (Gasto) de impuesto sobre la renta		10,113	(16,232)
(Pérdida) neta del año		(102,749)	(32,723)
Otros resultados integrales			
<i>Otros resultados integrales que no podrán ser reclasificados a resultados en años posteriores</i>			
- Ganancia / (Pérdida) por remediación relacionada con planes de beneficios definidos	23	460	(1,577)
- (Gasto) / Beneficio de impuesto sobre la renta diferido	16	(114)	394
Otros resultados integrales que no podrán ser reclasificados a resultados en años posteriores		346	(1,183)
Otros resultados integrales del año, netos de impuestos		346	(1,183)
Total (pérdida) integral del año		(102,403)	(33,906)
(Pérdida) por acción			
Acción básica y diluida - (en dólares por acción)	12	(1.175)	(0.409)

Las Notas 1 a 36 son parte integral de estos estados financieros consolidados.

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

Estados de situación financiera consolidados al 31 de diciembre de 2020 y 2019.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

	Notas	Al 31 de diciembre de 2020	Al 31 de diciembre de 2019
Activos			
Activos no corrientes			
Propiedad, planta y equipos	13	1,002,258	917,066
Crédito mercantil	14	28,484	28,484
Otros activos intangibles	14	21,081	34,029
Activos por derecho de uso	15	22,578	16,624
Cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar	17	29,810	15,883
Activos por impuestos diferidos	16	565	476
Total activos no corrientes		1,104,776	1,012,562
Activos corrientes			
Inventarios	19	13,870	19,106
Cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar	17	51,019	93,437
Caja, bancos e inversiones corrientes	20	202,947	260,028
Total activos corrientes		267,836	372,571
Total activos		1,372,612	1,385,133
Capital contable y pasivos			
Capital contable			
Capital social	21.1	659,400	659,399
Pagos basados en acciones		23,046	15,842
Otros resultados integrales acumulados		(3,511)	(3,857)
Pérdidas acumuladas		(170,417)	(67,668)
Total capital contable		508,518	603,716
Pasivos			
Pasivos no corrientes			
Pasivos por impuestos diferidos	16	135,567	147,019
Pasivos por arrendamientos	15	17,498	9,372
Provisiones	22	23,909	21,146
Préstamos	18.1	349,559	389,096
Títulos opcionales	18.3	362	16,860
Beneficios a empleados	23	3,461	4,469
Cuentas por pagar y otras cuentas por pagar	26	-	419
Total pasivos no corrientes		530,356	588,381
Pasivos corrientes			
Provisiones	22	2,084	3,423
Pasivos por arrendamiento	15	6,183	7,395
Préstamos	18.1	190,227	62,317
Salarios y contribuciones sociales	24	11,508	12,553
Impuesto sobre la renta por pagar	16	-	3,039
Otros impuestos y regalías por pagar	25	5,117	6,040
Cuentas por pagar y otras cuentas por pagar	26	118,619	98,269
Total pasivos corrientes		333,738	193,036
Total pasivos		864,094	781,417
Total capital contable y pasivos		1,372,612	1,385,133

Las Notas 1 a 36 son parte integral de estos estados financieros consolidados.

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

Estados de variaciones en el capital contable consolidados por los años finalizados el 31 de diciembre de 2020 y 2019.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

	Capital Social	Pagos basados en acciones	Otros resultados integrales acumulados	Pérdidas acumuladas	Total capital contable
Saldos al 31 de diciembre de 2018	513,255	4,021	(2,674)	(34,945)	479,657
Resultado del año	-	-	-	(32,723)	(32,723)
Otros resultados integrales del año	-	-	(1,183)	-	(1,183)
Total resultados integrales (pérdida)	-	-	(1,183)	(32,723)	(33,906)
- Capitalización de acciones Serie A netas de costos de emisión (Nota 21.1)	146,144	-	-	-	146,144
- Pagos basados en acciones ⁽¹⁾	-	11,821	-	-	11,821
Saldos al 31 de diciembre de 2019	659,399	15,842	(3,857)	(67,668)	603,716
Resultado del año	-	-	-	(102,749)	(102,749)
Otros resultados integrales del año	-	-	346	-	346
Total resultados integrales (pérdida)	-	-	346	(102,749)	(102,403)
- Pagos basados en acciones ⁽¹⁾	1	7,204	-	-	7,205
Saldos al 31 de diciembre de 2020	659,400	23,046	(3,511)	(170,417)	508,518

⁽¹⁾ Incluye 10,494 y 10,655 de gastos por pagos basados en acciones, para los años finalizados el 31 de diciembre de 2020 y 2019, respectivamente, neto de cargos por impuestos (Ver Nota 8).

Las Notas 1 a 36 son parte integral de estos estados financieros consolidados.

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

Estados de flujos de efectivo consolidados por los años finalizados el 31 de diciembre de 2020 y 2019.
(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

	Notas	Año finalizado el 31 de diciembre de 2020	Año finalizado el 31 de diciembre de 2019
Flujos de efectivo de las actividades de operación			
(Pérdida) neta del año		(102,749)	(32,723)
Ajustes para conciliar los flujos netos de efectivo			
Partidas relacionadas con actividades de operación:			
(Reversión) de reserva por pérdidas crediticias esperadas	7	(22)	(118)
Fluctuación cambiaria de moneda extranjera, neta	11.3	(3,068)	2,991
Descuento de obligación por taponamiento y abandono de pozos	11.3	2,584	1,723
Incremento neto en provisiones	10.2	103	2,210
Gastos por intereses de arrendamiento	11.3	1,641	1,561
Descuento de activos y pasivos a valor presente	11.3	3,432	10
Pagos basados en acciones	8	10,494	10,655
Beneficios a empleados	23	250	220
(Beneficio) / Gastos por impuesto sobre la renta	16	(10,113)	16,232
Ganancia por combinación de negocios	32	(1,383)	-
Partidas relacionadas con actividades de inversión:			
Depreciaciones y agotamientos	13/15	145,106	151,483
Amortización de activos intangibles	14	2,568	1,518
Deterioro de activos de larga duración	3.2.2	14,438	-
Ingresos por intereses	11.1	(822)	(3,770)
Cambios en el valor razonable de activos financieros	11.3	645	(873)
Partidas relacionadas con actividades de financiamiento:			
Gastos por intereses	11.2	47,923	34,163
Cambios en el valor razonable de los títulos opcionales	11.3	(16,498)	(6,840)
Costo amortizado	11.3	2,811	2,076
Deterioro de activos financieros	11.3	4,839	-
Cambios en activos y pasivos operativos:			
Cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar		3,915	(2,073)
Inventarios		(2,861)	(609)
Cuentas por pagar y otras cuentas por pagar		2,397	(22,105)
Pagos de beneficios a empleados	23	(798)	(630)
Salarios y contribuciones sociales		(2,570)	5,405
Otros impuestos y regalías por pagar		(2,080)	2,377
Provisiones		(1,672)	(2,298)
Pago de impuesto sobre la renta		(4,731)	(26,327)
Flujos netos de efectivo generados por actividades operativas		93,779	134,258
Flujos de efectivo de las actividades de inversión:			
Pagos por adquisiciones de propiedad, planta y equipos		(153,257)	(240,315)
Pagos por adquisiciones de otros activos intangibles	14	(3,664)	(4,225)
Cobros procedentes de otros activos financieros		-	5,761
Cobros procedentes de intereses	11.1	822	3,770
Flujos netos de efectivo (aplicados) en actividades de inversión		(156,099)	(235,009)

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

Estados de flujos de efectivo consolidados por los años finalizados el 31 de diciembre de 2020 y 2019.
(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

	Notas	Año finalizado el 31 de diciembre de 2020	Año finalizado el 31 de diciembre de 2019
Flujos de efectivo de las actividades de financiamiento:			
Capitalización de acciones Serie A neto de costos de emisión	21.1	-	146,144
Préstamos recibidos	18.2	201,728	234,728
Pago de costos de emisión de préstamos	18.2	(2,259)	(1,274)
Pago de capital de los préstamos	18.2	(98,761)	(90,233)
Pago de intereses de los préstamos	18.2	(43,756)	(32,438)
Pago de arrendamientos	15	(9,067)	(7,619)
Procedente de otros pasivos financieros, neto de efectivo y equivalentes de efectivo restringido	20/28	(16,993)	16,993
Flujos netos de efectivo generados por actividades de financiamiento		30,892	266,301
(Disminución) / Aumento de efectivo y equivalente de efectivo		(31,428)	165,550
Efectivo y equivalentes de efectivo al inicio del año	20	234,230	66,047
Efecto de la exposición del efectivo y equivalente de efectivo a cambios en la moneda extranjera		(1,488)	2,633
(Disminución) / Aumento de efectivo y equivalente de efectivo		(31,428)	165,550
Efectivo y equivalentes de efectivo al cierre del año	20	201,314	234,230
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		82,298	23,943
Cambios en la provisión por obligación de taponamiento y abandono de pozos que impactan en propiedad, planta y equipos	13/22.1	(366)	4,141

Las Notas 1 a 36 son parte integral de estos estados financieros consolidados.

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

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2020 y 2019 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2020 y 2019.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

Nota 1. Información de la Compañía

1.1 Información general

Vista Oil & Gas, S.A.B. de C.V. (“VISTA”, la “Compañía” o “el Grupo”) es una sociedad anónima bursátil de capital variable constituida en México 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” (“S.A.B.”).

El 25 de julio de 2019 la Compañía realizó su oferta pública en la Bolsa de Nueva York, y comenzó a operar bajo el símbolo “VIST” al día siguiente. En la misma fecha, la Compañía emitió acciones Serie A adicionales en la BMV. Ver la Nota 21.1 para mayores detalles.

El objeto social de la Compañía es:

- (i) adquirir, por cualquier medio legal, cualquier tipo de activos, acciones, participaciones en sociedades, intereses de capital o participaciones en cualquier tipo de empresas sociedades mercantiles o civiles, asociaciones, sociedades, fideicomisos o cualquier tipo de entidad dentro del sector energético, sean mexicanas o extranjeras o cualquier otra industria;
- (ii) participar como socio, accionista o inversionista en todo tipo de negocios o sociedades mercantiles, civiles, asociaciones, fideicomisos sean mexicanas o extranjeras 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 y 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.

Desde su fundación hasta el 4 de abril de 2018, todas las actividades de la Compañía se relacionaron con su constitución, la Oferta Pública Inicial (“OPI”) en la Bolsa Mexicana de Valores (“BMV”) y los esfuerzos dirigidos a detectar y consumir la combinación inicial de negocios. A partir de esa fecha, la actividad principal de la Compañía es la exploración y producción de petróleo y gas (“Upstream”) a través de sus subsidiarias.

Las operaciones de upstream que posee la Compañía son las siguientes:

En Argentina

En la cuenca Neuquina:

- (i) 100% en las concesiones de explotación convencionales 25 de Mayo - Medanito SE; Jagüel de los Machos; Entre Lomas Neuquén; Entre Lomas Río Negro; y Jarilla Quemada y Charco del Palenque (en el área Agua Amarga) (operadas);
- (ii) 100% en las concesiones de explotación no convencionales Bajada del Palo Oeste y Bajada del Palo Este (operadas);
- (iii) 84.62% de la concesión de explotación de Coirón Amargo Norte (operada) (Ver Nota 30.3.4);
- (iv) 90% de la concesión de explotación no convencional Águila Mora (operada);
- (v) 10% de la concesión de explotación no convencional Coirón Amargo Sur Oeste (no operada).

En la cuenca del Golfo San Jorge:

- (i) 16.9% de la concesión de explotación Sur Río Deseado Este (no operada); y

En la cuenca Noroeste:

- (i) 1.5% de la concesión de explotación en Acambuco (no operada).

En México

- (i) 50% del bloque CS-01 (operado);
- (ii) 50% del bloque A-10 (no operado); y
- (iii) 50% del bloque TM-01 (no operado).

Para más detalles acerca de las operaciones que posee la Compañía en México favor referirse a la Nota 30.3.10.

El domicilio de la oficina principal de la Compañía se encuentra en la Ciudad de México (México). Volcán 150. Piso 5. Lomas de Chapultepec. Alcaldía Miguel Hidalgo. C.P. 11000.

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2020 y 2019 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2020 y 2019.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

1.2 Aleph Midstream S.A.

Al 31 de diciembre de 2018, Aleph Midstream S.A. (en adelante “Aleph Midstream” o “Aleph”) era una subsidiaria controlada al 100% por VISTA. Con fecha 27 de junio de 2019 VISTA firmó un acuerdo de inversión con una afiliada de Riverstone (parte relacionada) y una afiliada de Southern Cross Group (conjuntamente “los inversores”), para invertir en Aleph, una empresa de midstream en Argentina. Mediante el mencionado acuerdo los inversores se comprometieron a adquirir el 99.73% del capital de Aleph. Con fecha 27 de diciembre de 2019, la Compañía acordó la recompra de las acciones adquiridas por los inversores. El 26 de febrero de 2020, la Compañía llegó a un acuerdo con los mismos para readquirir la participación en el capital suscrito y en circulación de dichos Socios en Aleph, a un precio total de compra de 37,500 (cantidad equivalente a la totalidad del capital efectivamente aportado a Aleph por los inversores). Ver la Nota 28 para mayores detalles.

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 2020 y 2019 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2020 y 2019, han sido preparados 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 consolidados se han preparado sobre la base del costo histórico, excepto por ciertos activos y pasivos financieros que se han medido al valor razonable. Los estados financieros consolidados se presentan en dólares estadounidenses (“US”) y todos los valores se redondean en miles (US .000), excepto cuando se indique lo contrario.

Estos estados financieros consolidados han sido aprobados para su emisión por el Consejo de Administración el 16 de marzo de 2021 y se consideran los eventos posteriores hasta dicha fecha. Estos estados financieros serán presentados en la Asamblea General de Accionistas el 27 de abril de 2021. Los accionistas tienen el poder de aprobar y modificar los estados financieros de la Compañía.

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.

Modificaciones a la NIIF 3: Definición de Negocio

Las modificaciones aclaran que, para ser considerado un negocio, un conjunto integrado de actividades y activos debe incluir, como mínimo, insumos y un proceso sustantivo que juntos contribuyan significativamente a la capacidad de crear productos. Además, aclara que un negocio puede existir sin incluir todos los insumos y procesos necesarios para crear productos.

Estas modificaciones no tuvieron impacto en los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2020 debido a que las políticas contables de la Compañía ya consideraban las modificaciones incorporadas a la NIIF 3.

Modificaciones a las NIIF 7, NIIF 9 y NIC 39: Reforma del índice de referencia de tasas de interés.

La London Interbank Offered Rate (la tasa “LIBOR” por sus siglas en inglés) es la tasa de referencia más utilizada en el mercado financiero mundial. Sin embargo, las preocupaciones sobre la continuidad de la misma y otras “IBOR” (Interbank Offered Rates por sus siglas en inglés) a nivel mundial ha llevado a un esfuerzo por identificar tasas de referencia alternativas. En 2017, la Autoridad de Conducta Financiera del Reino Unido anunció que ya no se obligaría a los bancos a utilizar LIBOR para fines de 2021. Esto se aplica en todas las jurisdicciones y en todas las monedas.

En septiembre de 2019, el IASB emitió modificaciones a la NIIF 9, la NIC 39 y la NIIF 7 – “Instrumentos financieros: Información a revelar”, que concluye la primera fase de su trabajo para dar respuesta sobre los efectos de la reforma de las tasas IBOR, en los reportes financieros. Las enmiendas proporcionan respuestas temporales que permiten que la contabilidad de cobertura continúe durante el período de incertidumbre antes del reemplazo de un índice de referencia de tasa de interés existente con una tasa de interés alternativa casi libre de riesgo.

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2020 y 2019 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2020 y 2019.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

Las modificaciones a las NIIF 9 y NIC 39 Instrumentos financieros: reconocimiento y medición proporcionan un número de exenciones, que se aplican a todas las relaciones de cobertura directamente afectadas por la reforma del índice de referencia de tasas de interés. Una relación de cobertura se ve afectada si la reforma genera incertidumbre sobre el momento y/o cantidad de flujos de efectivo basados en puntos de referencia de la partida cubierta o del instrumento de cobertura. Estas modificaciones no tuvieron impacto en los estados financieros de la Compañía debido a que no se tienen instrumentos de cobertura de tasa de interés.

El 27 de agosto de 2020, el IASB publicó la fase dos de su proyecto de reforma IBOR, centrada en cuestiones que afectan la información financiera cuando una tasa de interés de referencia existente se reemplaza por una tasa de interés alternativa casi libre de riesgo. Las modificaciones son efectivas para los períodos anuales que comiencen a partir del 1° de enero de 2021. Se permite su aplicación anticipada. Dicho proyecto correspondiente a la fase dos finalmente fue aprobado por el IASB el 7 de octubre de 2020.

Al 31 de diciembre de 2020, la Compañía no ha iniciado negociaciones con los bancos por los préstamos con tasas LIBOR.

Modificaciones a la NIIF 9

Las enmiendas incluyen una serie de exenciones, que se aplican a todas las relaciones de cobertura directamente afectadas por la reforma antes mencionada. Una relación de cobertura se ve afectada si la reforma genera incertidumbres sobre el momento y/o la cantidad de flujos de efectivo basados en el índice de referencia de la partida cubierta o del instrumento de cobertura.

Las modificaciones son efectivas para los períodos anuales que comiencen a partir del 1° de enero de 2020 y deben aplicarse de forma retroactiva. Sin embargo, cualquier relación de cobertura que haya sido previamente designada no se puede restablecer con la solicitud, ni se puede designar ninguna relación de cobertura con el beneficio de la retrospectiva. Se permite la aplicación anticipada.

Estas modificaciones no tuvieron impacto en los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2020 debido a que no se tienen instrumentos de cobertura de tasa de interés.

Modificaciones a la NIC 1 y NIC 8: Definición de material

Las modificaciones proporcionan una nueva definición de material que establece que “la información es o tiene importancia material si su omisión, expresión inadecuada u ocultamiento podría esperarse razonablemente que influyera en las decisiones que los usuarios principales de los estados financieros con propósito general toman sobre la base de dichos estados financieros, que proporcionan información financiera sobre una entidad específica”.

Estas modificaciones aclaran que la materialidad dependerá de la naturaleza o magnitud de la información, ya sea individualmente o en combinación con otra información, en el contexto de los estados financieros.

Un error en la información es material si se espera que influya en la toma de decisiones de los principales usuarios de la información.

Estas modificaciones no tuvieron impacto en los estados financieros consolidados, y la Compañía espera que no generen un impacto en el futuro.

Modificaciones a la NIIF 16: en relación con las concesiones de alquiler relacionadas con Coronavirus (“COVID-19”)

El 28 de mayo de 2020, el IASB emitió las Modificaciones a la NIIF 16: en relación con las concesiones de alquiler relacionadas con Coronavirus (“COVID-19”).

Las modificaciones brindan alivio a los arrendatarios en la aplicación de la NIIF 16 en relación con la contabilización de las concesiones de alquiler, al tratarlas como modificaciones del arrendamiento si son consecuencia directa de la pandemia por COVID-19.

Como excepción práctica, un arrendatario puede optar por no evaluar si una concesión de alquiler relacionada con COVID-19 de un arrendador es una modificación de arrendamiento. Un arrendatario que realiza esta elección explica cualquier cambio en los pagos de arrendamiento que resulte de la concesión de alquiler relacionada con COVID-19 de la misma manera que contabilizaría el cambio según la NIIF 16, si el cambio no fuera una modificación de arrendamiento.

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2020 y 2019 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2020 y 2019.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

Las modificaciones son efectivas para los períodos anuales que comiencen a partir del 1° de junio de 2020. Se permite su aplicación anticipada. La enmienda también aplica para informes intermedios.

Estas modificaciones no tuvieron impacto en los estados financieros consolidados debido a que la Compañía no aplicó la excepción práctica antes mencionada en las modificaciones de arrendamiento obtenidas durante el año 2020.

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 la Compañía tiene el control, y esto sucede si y sólo si la misma tiene:

- Poder sobre la entidad;
- Exposición o derechos a rendimientos variables de su participación en la entidad; y
- La capacidad de usar su poder sobre la entidad para afectar sus rendimientos.

La Compañía revisa 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, se considera que tiene poder sobre la misma cuando los derechos de voto son suficientes para otorgarle la capacidad práctica de dirigir las actividades relevantes de la entidad 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 Gerencia. Estas 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 2.3.4).

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.

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

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2020 y 2019 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2020 y 2019.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

A continuación se detallan las subsidiarias de la Compañía:

Nombre de la Subsidiaria	Participación accionaria de la Compañía		Lugar de operación	Actividad principal
	31 de diciembre de 2020	31 de diciembre de 2019		
Vista Oil & Gas Holding I S.A. de C.V. (Vista Holding I ¹⁾)	100%	100%	México	Inversora
Vista Oil & Gas Holding II S.A. de C.V. (“Vista Holding II ¹⁾)	100%	100%	México	Exploración y producción ⁽¹⁾
Vista Oil & Gas Holding III S.A. de C.V.	100%	100%	México	Servicios
Vista Oil & Gas Holding IV S.A. de C.V.	100%	100%	México	Servicios
Vista Oil & Gas Holding V B.V.	100%	-	Holanda	Inversora
Vista Complemento S.A. de C.V.	100%	100%	México	Servicios
Vista Oil & Gas Argentina S.A.U. (“Vista Argentina ¹⁾)	100%	100%	Argentina	Exploración y producción ⁽¹⁾
Aleph Midstream S.A. ⁽²⁾	100%	0.27%	Argentina	Servicios ⁽³⁾
Aluvional Logística S.A.	100%	100%	Argentina	Minería e Industria

⁽¹⁾ Se refiere a la exploración y producción de gas y petróleo.

⁽²⁾ Ver Nota 28.

⁽³⁾ Incluye operaciones destinadas a la captación, tratamiento, transporte y distribución de hidrocarburos y sus derivados.

La participación de la Compañía en los votos de las compañías subsidiarias es la misma participación que en el capital social.

2.3.2. Cambios en la participación

Los cambios en las participaciones de la Compañía 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 de la Compañía 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 la Compañía 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 la Compañía hubiera dispuesto directamente de los activos o pasivos relacionados. Esto puede significar que los montos previamente reconocidos en otros resultados integrales se reclasifican al estado de resultados consolidado y otros resultados integrales.

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 al estado de resultados.

Los cambios en los intereses de propiedad de la Compañía en sus subsidiarias, que no generan pérdida de control, se contabilizan como transacciones de capital.

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2020 y 2019 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2020 y 2019.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

2.3.3. Acuerdos conjuntos

De acuerdo a 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 operaciones conjuntas, pero no tiene 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 consolidados 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 año, 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 de la Compañía 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 de la Compañía realiza transacciones con una operación conjunta en la que una entidad de la Compañía 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.

Referirse a la Nota 1 y 30 para mayor información sobre las operaciones conjuntas en las que participa la Compañía.

2.3.4 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. La Compañía 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.

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2020 y 2019 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2020 y 2019.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

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 consolidados.

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 consolidados. 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 mide 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 consolidados.

La Compañía 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 produce la combinación de negocios, la Compañía informa los montos provisionales.

Como se detallada en las Notas 30.3.4 y 32, durante el año finalizado el 31 de diciembre de 2020, la Compañía adquirió una participación adicional en concesión de explotación Coirón Amargo Norte la cual fue contabilizada como una combinación de negocios.

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” o el “Chief Operating Decision Maker” - “CODM” por sus siglas en inglés).

El CODM, 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.

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2020 y 2019 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2020 y 2019.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

2.4.2 Propiedad, planta y equipos y activos intangibles

Propiedad, planta y equipos

La propiedad, planta y equipos se mide siguiendo el modelo de costos donde, después del reconocimiento inicial, 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 fluyan a la Compañía 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 y cualquier cambio se reconoce 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 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. 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 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:

Edificios	50 años
Rodados	5 años
Maquinarias e instalaciones	10 años
Equipamiento de computación	3 años
Muebles y útiles	10 años

Los terrenos no se deprecian.

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2020 y 2019 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2020 y 2019.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

2.4.2.2 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 por taponamiento y abandono de pozos.

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; y una revisión de los indicadores de deterioro por lo menos una vez al año. Cuando se tiene información suficiente de parte de la gerencia que indique la existencia de indicios de deterioro, la Compañía realiza una prueba de deterioro de acuerdo a las políticas descritas en la Nota 3.2.2.

Cuando se identifican las reservas de petróleo y gas como probadas y la Gerencia 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 taponamiento y abandono 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.

En el caso de intercambio de activos ("swaps") que involucran solo activos de exploración y evaluación, 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 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.

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2020 y 2019 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2020 y 2019.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

Activos intangibles

2.4.2.4 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 se ha asignado a una UGE y parte de la operación dentro de esa unidad se elimina, el crédito mercantil asociado con esa operación eliminada es incluida dentro del valor en libros de esa operación para determinar la ganancia o pérdida por disposición.

2.4.3 Arrendamientos

La Compañía tiene contratos de arrendamiento en ciertos rubros como edificios y planta y maquinaria, que reconoce bajo NIIF 16.

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. Favor de referirse a la Nota 3.2.2 para mayores detalles con respecto a la política contable para evaluar el deterioro de activos no financieros.

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 ejerza 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 incrementará 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.

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 de activos de bajo valor se reconocen como gastos de forma lineal durante el plazo del arrendamiento.

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 están bajo su control y afecta su capacidad para ejercer (o no ejercer) la opción de renovar (por ejemplo, un cambio en la estrategia comercial).

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2020 y 2019 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2020 y 2019.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

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 valor recuperable es el mayor entre: (i) el valor razonable de un activo menos los costos de disposición y; (ii) 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. Los activos no financieros que han sido amortizados son revisados para una posible reversión del deterioro al final de cada período de reporte.

2.4.5 Conversión de moneda extranjera

2.4.5.1 Moneda funcional y de presentación

La moneda funcional para la Compañía y cada una de sus subsidiarias es la moneda del entorno económico primario en el que opera cada entidad. La moneda funcional y de presentación de todas las entidades es el US. La determinación de la moneda funcional puede involucrar ciertos juicios para identificar el entorno económico primario y la Compañía reconsidera la moneda funcional 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 distinta a la moneda funcional (“moneda extranjera”) quedan registradas al tipo de cambio de la fecha de cada 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 consolidado, a menos que se hayan capitalizado.

Los saldos monetarios en moneda extranjera se convierten al cierre de cada año al tipo de cambio oficial de cada país.

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 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.

2.4.6.1.1.2 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 consolidados.

Todas las inversiones en instrumentos de capital se miden a valor razonable. Al 31 de diciembre de 2020 y 2019, la Compañía no posee ninguna inversión de capital.

2.4.6.1.2 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 el estado de resultados, los costos de transacción que son directamente atribuibles a la adquisición del activo financiero.

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2020 y 2019 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2020 y 2019.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

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 consolidados. 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 consolidados 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.

En el caso de 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.

Así mismo aquellas 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.

2.4.6.1.3 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 por cobrar, 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.

La Compañía 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.

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.

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 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 consolidado a menos que se cumplan los criterios siguientes: (i) la Compañía tiene un derecho exigible legalmente compensable con otros pasivos reconocidos; (ii) 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.

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2020 y 2019 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2020 y 2019.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

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 la Compañía 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.

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 permanece en el capital hasta que se ejerce la opción de conversión, en cuyo caso, el saldo reconocido en el capital se transfiere a otra cuenta de capital. Cuando la opción de conversión no se ejerce en la fecha de vencimiento de las obligaciones negociables, el saldo reconocido en el capital se transfiere 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 recursos 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 consolidado 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 resultados 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 (Fair Value Through Profit and Loss o "FVTPL" por sus siglas en inglés). Los préstamos se reconocen inicialmente a su valor razonable, neto de los costos de transacción incurridos.

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2020 y 2019 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2020 y 2019.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

Los pasivos financieros que no son (i) contraprestación contingente de una adquirente en una combinación de negocios; (ii) operaciones mantenidas para fines comerciales o; (iii) designados como valor razonable con cambios en resultados, se miden posteriormente al costo amortizado utilizando el método de interés efectivo.

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 corrientes o no corrientes, de acuerdo al período de cancelación de las obligaciones, según los acuerdos contractuales. Se clasifican como corrientes aquellos cuya liquidación opere dentro de los 12 meses posteriores al cierre.

2.4.6.2.5 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.

2.4.7 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 (“GLP”) se reconocen en el momento en el que el control de los bienes se transfiere al cliente 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 la Compañía espera tener derecho a cambio de esos bienes. El plazo normal de crédito es de 30 para las ventas de petróleo y de 65 días para las ventas de gas natural y GLP. La Compañía ha llegado a la conclusión de que actúa como principal en sus acuerdos de ingresos porque normalmente controla los bienes antes de transferirlos al cliente.

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 son 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 5.1 se ha desglosado por (i) tipo de producto y; (ii) canales de distribución. 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 2020 y 2019, la Compañía no tenía activos contractuales.

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.

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2020 y 2019 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2020 y 2019.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

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. Al 31 de diciembre de 2020 y 2019 la Compañía no tenía ningún pasivo contractual.

Otros ingresos operativos

Los otros ingresos operativos corresponden, principalmente, a la prestación de servicios a terceros que no se vinculan directamente con la actividad principal. La Compañía reconoce los ingresos por la prestación de servicios a lo largo del tiempo, utilizando un método de entrada para medir el progreso hacia la satisfacción completa del servicio, porque el cliente recibe y consume simultáneamente los beneficios proporcionados por la Compañía.

2.4.8 Inventarios

Los inventarios se componen de existencias de petróleo crudo 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 Precio 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 consolidado 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 el rubro "Propiedad, planta y equipos".

2.4.9 Efectivo y equivalentes de efectivo

Para efectos de presentación del estado de flujos de efectivo consolidado, 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 consolidado. Los mismos no se revelan en el estado de flujos de efectivo consolidado 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

La Compañía, de acuerdo con la Ley de Sociedades Mercantiles Mexicanas, debe asignar al menos el 5% de la utilidad neta del año para aumentar la reserva legal hasta que alcance el 20% del capital social. Al 31 de diciembre de 2020 y 2019, la Compañía no ha creado esta reserva, dado que no ha tenido utilidad neta en los años mencionados.

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2020 y 2019 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2020 y 2019.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

c. 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 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 de Utilidad Fiscal Neta ("CUFIN").

d. Otros resultados integrales

Los otros resultados integrales incluyen ganancias y pérdidas actuariales para planes de beneficios definidos y el efecto fiscal relacionado.

e. Distribución de dividendos.

La distribución de dividendos a los accionistas de la Compañía se reconoce como un pasivo en los estados financieros desde el momento 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 las ganancias futuras absorban las pérdidas acumuladas, y luego del cumplimiento de las restricciones incluidas en el contrato de crédito, como se indica en la Nota 18.1.

2.4.11 Beneficios para empleados

2.4.11.1 Obligaciones a corto plazo

Los pasivos por salarios y contribuciones que se esperan liquidar dentro de los 12 meses posteriores al cierre del periodo se reconocen por los montos que se espera pagar cuando se liquiden los mismos; y se exponen en la línea de "Salarios y contribuciones sociales" en el estado de situación financiera consolidado.

Los costos relacionados con las ausencias compensadas, como las vacaciones, se reconocen a medida que se devengan.

En México, la participación de los trabajadores en las utilidades ("PTU") de la Compañía se paga a sus empleados calificables; la PTU se calcula utilizando la misma base imponible del impuesto sobre la renta, 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

La Compañía opera un plan de beneficios definidos descrito en la Nota 23. 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 costo de los planes de beneficios definidos se reconoce periódicamente de acuerdo con las contribuciones realizadas por la Compañía.

Los pasivos por costos laborales se acumulan en los períodos en que los empleados prestan los servicios que originan la contraprestación.

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2020 y 2019 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2020 y 2019.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

El pasivo por beneficios definidos reconocido en el estado de situación financiera consolidado es el valor actual de la obligación por prestaciones definidas, neta del valor razonable de los activos del plan. La obligación del beneficio definido es calculada por lo menos al cierre de cada ejercicio, por actuarios independientes, a través del 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 consolidado.

2.4.12 Costos de financiamiento

Los costos de financiamiento 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 incluidos como parte del costo de adquisición 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 temporales 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.

Por los años finalizados al 31 de diciembre de 2020 y 2019, la Compañía no ha capitalizado ningún costo financiero excepto por los intereses de pasivos por arrendamiento revelados en la Nota 15, dado que no tuvo activos calificables.

2.4.13 Provisiones y pasivos contingentes

La Compañía reconoce las provisiones cuando se cumplen las siguientes condiciones: (i) tiene una obligación presente o futura como resultado de un evento pasado; (ii) es probable que se requiera una salida de recursos para liquidar dicha obligación y; (iii) el importe puede estimarse de manera confiable. No se reconocen provisiones por futuras pérdidas operativas.

En el caso de aquellas provisiones en donde el efecto del valor temporal del dinero es significativo, tal es el caso de las correspondientes a taponamiento y abandono de pozos, así como remediación ambiental, los montos de dichas provisiones se determinan como el valor presente de la salida esperada de recursos para liquidar la obligación. Las provisiones se descuentan utilizando una tasa antes de impuestos que refleja las condiciones actuales del mercado a la fecha del estado de situación financiera y, en su caso, los riesgos específicos del pasivo. Cuando se utiliza el descuento, el incremento en la provisión por el paso del tiempo se reconoce como un costo financiero.

2.4.13.1 Provisión para contingencias

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.

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, dicho reembolso se reconoce como un activo separado pero siempre y cuando el mismo 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.

La Compañía revela en notas a los estados financieros consolidados una breve descripción de la naturaleza de los pasivos contingentes materiales (Ver Nota 22.3)

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2020 y 2019 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2020 y 2019.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

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.

2.4.13.2 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; es probable que se requiera una salida de fondos para liquidar la obligación y existe una estimación confiable del monto que se deba desembolsar.

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.

Si el cambio en la estimación resulta en un aumento en el pasivo por taponamiento y abandono y, por lo tanto, un aumento al valor en libros del activo, la Compañía considera si existe o no un indicio 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 consolidado 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.

2.4.13.3 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. El efecto de dicha estimación se reconoce en el estado de resultados y otros resultados integrales consolidado.

2.4.14 Impuesto sobre la renta e impuesto sobre la renta mínima presunta

2.4.14.1 Impuesto sobre la renta corriente y diferido

Los gastos tributarios del período incluyen el impuesto corriente y el diferido. El impuesto se reconoce en el estado de resultados y otros resultados integrales consolidado, excepto en la medida en que se relacione con partidas reconocidas en otro resultado integral o directamente en el capital.

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2020 y 2019 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2020 y 2019.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

El impuesto sobre la renta corriente se calcula en base a las leyes tributarias promulgadas al final del período. 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 y se considera probable que una autoridad tributaria acepte el tratamiento fiscal dado por la Compañía, los impuestos sobre la renta se reconocen de acuerdo con sus declaraciones. 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 sobre la renta 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 sobre la renta 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 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 sobre la renta diferido se aplica a las diferencias temporales de las inversiones en subsidiarias y asociadas, excepto en el caso del pasivo por impuestos sobre la renta diferidos, en el que la Compañía controla el momento de la reversión de la diferencia temporaria y es probable que la misma no se revierta 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 temporales y se espere que se reviertan en un futuro previsible.

Los activos y pasivos por impuesto sobre la renta diferido solo se compensan cuando existe un derecho legalmente exigible; y se relacionan con los impuestos sobre la renta aplicados por la misma autoridad tributaria, en la misma entidad imponible o distintas siempre que haya 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 activos y pasivos por impuestos diferidos se miden a las tasas impositivas que se espera que se apliquen en el período en que se liquiden los mismos, sobre la base de las tasas impositivas (y leyes fiscales) que se han promulgado al final del período.

La medición de los activos y pasivos por impuestos diferidos refleja las consecuencias fiscales que se derivan de la forma en que la Compañía espera, recuperar o liquidar el valor en libros de sus activos y pasivos.

Las tasas de impuesto sobre la renta vigentes al 31 de diciembre de 2020 y 2019 en México y Argentina es del 30% (ver Nota 33).

2.4.14.2 Impuesto sobre la renta mínima presunta

Las subsidiarias de la Compañía en Argentina calculaban el impuesto sobre la renta mínima presunta aplicando la tasa del 1% sobre los activos computables al cierre de cada período hasta el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018.

Este impuesto era complementario al impuesto sobre la renta en Argentina y solo era aplicable en el caso de que resultase mayor al impuesto sobre la renta.

Sin embargo, si el impuesto sobre la renta mínima presunta excedía el impuesto sobre la renta durante un año fiscal, tal exceso se podía imputar a cuenta de pagos futuros de impuesto sobre la renta por 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 comenzaron el 1° de enero de 2019.

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2020 y 2019 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2020 y 2019.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

La Compañía tiene registrado un activo por impuesto sobre la renta mínima presunta incluido en cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar por 1,034. El mismo podrá ser imputado contra ganancias fiscales que se generen hasta el 31 de diciembre de 2028.

2.4.15 Pagos basados en acciones

Los empleados de la Compañía (incluidos los ejecutivos principales) reciben una remuneración en acciones; en donde los empleados prestan servicios como contraprestación por instrumentos de capital (transacciones liquidables con instrumentos de capital).

Transacciones liquidables con instrumentos de capital

El costo de las transacciones liquidables con instrumentos de capital se determina por el valor razonable en la fecha en que la adjudicación se realiza utilizando un modelo de valuación adecuado (Ver Nota 34).

Ese costo se reconoce en el gasto de prestaciones para empleados, junto con el aumento correspondiente en el capital ("Pagos basados en 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 de la Compañía de la cantidad de instrumentos de capital que finalmente se otorgarán. El gasto o crédito en el estado de resultados y otros resultados integrales consolidado 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 de la Compañía 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 pagos basados 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 la pérdida por acción diluidas (se proporcionan más detalles en la Nota 12).

El 22 de marzo de 2018 la Compañía aprobó un Plan de Incentivos a Largo Plazo ("LTIP" por sus siglas en inglés) que consiste en un plan para que la Compañía 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: (i) Plan de opción de compra de acciones; (ii) Unidades de acciones restringidas y; (iii) 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. 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 Pagos basados en acciones, durante el período de servicio requerido.

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2020 y 2019 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2020 y 2019.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

b) Acciones restringidas (liquidación con instrumentos 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 pagos basados en acciones liquidadas. El costo del plan de compra de acciones liquidado en el 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 compensación liquidado en el capital se reconoce en el estado de resultados y otros resultados integrales consolidado en el rubro "Pagos basados en acciones" 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 pagos basados 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 2020 y 2019, la Compañía no ha otorgado ningún PRS.

2.4.16 Empresa en marcha

El brote del COVID-19 ha tenido un impacto adverso en la economía mundial. El Grupo se enfrenta a un nuevo escenario del mercado petrolero con una reducción significativa de la demanda y precios del petróleo debido a las extremas medidas de contención de COVID-19.

El Grupo tomó inmediatamente medidas decisivas, como reducir el programa de trabajo 2020 al ajustar los planes de inversión de capital, incluida la renegociación de los compromisos de inversión, financiamiento y los contratos de arrendamiento durante 2020, y monitorear de forma continua los costos operativos y administrativos. Adicionalmente, se han tomado en consideración distintos efectos de la pandemia a efectos de las estimaciones y juicios utilizados en estos estados financieros; tales como aquellas vinculadas con precios futuros; análisis de riesgos de recuperabilidad de cuentas por cobrar; análisis de riesgos de liquidez; entre otros.

En el mes de mayo de 2020 y en el marco de la emergencia pública y la crisis internacional derivada del COVID-19, el Poder Ejecutivo Nacional Argentino ("PEN") publicó el Decreto No. 488/2020, mediante el cual estableció un precio de referencia para las entregas de petróleo crudo en el mercado argentino equivalente a 45 US/ barril de petróleo ("bbl"). Al 31 de diciembre de 2020 el Decreto No. 488/2020 no se encuentra vigente, debido a que el precio de referencia excedió los 45 US/ bbl durante 10 días consecutivos, durante el mes de agosto de 2020. (Ver Nota 2.5.1.2)

Asimismo, en el presente escenario desafiante, se seguirá monitoreando el cumplimiento de los compromisos. En caso de incumplimiento, los acreedores podrían optar por declarar el endeudamiento, junto con los intereses y otros cargos devengados.

El Consejo de Administración supervisa periódicamente la posición de efectivo del Grupo y los riesgos de liquidez a lo largo del año para garantizar que tenga fondos suficientes para cumplir con los requisitos de financiación operativos y de inversión previstos. Se ejecutan las sensibilidades para reflejar las últimas expectativas de gastos, precios del petróleo y el gas y otros factores para permitirle al Grupo gestionar el riesgo de cualquier déficit de financiación y/o posibles incumplimientos del pacto de deuda.

Teniendo en cuenta las condiciones del entorno macroeconómico, en donde se observa un recupero de los precios internacionales de petróleo crudo, el desempeño de las operaciones y la posición de efectivo del Grupo, al 31 de diciembre de 2020, los directores han emitido un juicio, al momento de aprobar los estados financieros, que existe una expectativa razonable de que el Grupo pueda cumplir con todas sus obligaciones en el futuro previsible. Por esta razón, estos estados financieros consolidados han sido preparados sobre la base de negocio en marcha.

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2020 y 2019 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2020 y 2019.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

2.5 Marco regulatorio

A- Argentina

2.5.1. General

2.5.1.1 Decreto No. 297/2020

De acuerdo con las recomendaciones que la Organización Mundial de la Salud (“OMS”) publicó para todos los países afectados por la pandemia COVID-19, el PEN emitió el Decreto de Necesidad y Urgencia (“DNU”) No. 297/2020 que estableció el “aislamiento social, preventivo y obligatorio” para proteger la salud pública. Dicha medida fue prorrogada por sucesivos Decretos, siendo el último el DNU No. 168/2021. Este período puede seguir extendiéndose por el tiempo que se considere necesario para paliar la situación epidemiológica.

Este Decreto establecía como parte de las medidas para mitigar la propagación y transmisión del virus, la suspensión inmediata de actividades no esenciales en los sectores público, privado y social; y establecía ciertas excepciones, como guardias mínimas que aseguren la operación y mantenimiento de Yacimientos de Petróleo y Gas, plantas de tratamiento y/o refinación de Petróleo y gas, transporte y distribución de energía eléctrica, combustibles líquidos, petróleo y gas, estaciones expendedoras de combustibles y generadores de energía eléctrica.

2.5.1.2 Decreto No. 488/2020

Con fecha 19 de mayo, el PEN publicó el Decreto No. 488/2020, mediante el cual estableció, entre otras cosas, un precio de referencia para facturar y cobrar las entregas de petróleo crudo en el mercado argentino equivalente a 45 US/bbl (“Precio de Referencia”); con efectos a partir del 19 de mayo y hasta el 31 de diciembre de 2020 (el “Plazo de Vigencia”).

Dicho Precio de Referencia establecido en el Artículo 1 del Decreto, estaría vigente siempre que la cotización del “Ice Brent Primera Línea” no superara los 45 US/bbl durante diez (10) días consecutivos. Al 31 de diciembre de 2020 no está vigente en el mencionado Artículo, debido a que el precio del “Ice Brent Primera Línea” excedió los 45 US/bbl durante diez (10) días consecutivos, durante el mes de agosto de 2020.

Así mismo, durante el Plazo de Vigencia, la Compañía debe: i) mantener los niveles de actividad y/o producción registrados durante el año 2019; ii) mantener los contratos con contratistas y proveedores; iii) mantener la planta de trabajadores vigente al 31 de diciembre de 2019.

2.5.2. Petróleo y gas

2.5.2.1 Marco normativo de la actividad hidrocarburífera en Argentina

En la República Argentina la actividad de exploración, explotación, transporte y comercialización de hidrocarburos se rige por la Ley No. 17,319, modificada por la Ley No. 27,007.

A continuación, se detallan los principales cambios introducidos por la Ley No. 27,007:

(i) 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.

(ii) 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.

(iii) 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.

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2020 y 2019 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2020 y 2019.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

Sin perjuicio de ello, la Provincia del Neuquén posee su propia Ley de Hidrocarburos No. 2,453. Por lo tanto los activos que la Compañía posee en la Provincia del Neuquén se rigen por esa Ley, mientras que los demás, ubicados en la Provincia de Santa Cruz, Rio Negro y Salta se rigen por la Ley No. 17,319 y sus modificaciones

2.5.2.2 Decreto de Necesidad y Urgencia No. 566/2019

Mediante DNU No. 566/2019 de fecha 15 de agosto de 2019, y efectivo desde el 16 de agosto de 2019 (el “Decreto No. 566/2019”), el Gobierno Nacional de Argentina determinó que durante el período comprendido desde la entrada en vigencia del Decreto No. 566/2019 hasta los noventa (90) días corridos siguientes al mismo (el “Período de Vigencia”):

(i) las entregas de petróleo crudo efectuadas en el mercado local durante el Período de Vigencia deberán ser facturadas y pagadas al precio convenido entre las empresas productoras y refinadoras al día 9 de agosto de 2019, aplicando un tipo de cambio de referencia de 45.19 pesos argentino (“ARS”)/US y un precio de referencia Brent de 59 US/ barril (“bbl”);

(ii) que el precio tope de naftas y gasoil en todas sus calidades, comercializados por las empresas refinadoras y/o los expendedores mayoristas y/o minoristas en el país, en todos los canales de venta, durante el Período de Vigencia, no podrá ser superior al precio vigente al día 9 de agosto de 2019;

(iii) que durante el Período de Vigencia, las empresas refinadoras y los expendedores mayoristas y/o minoristas del país, deberán cubrir, a los precios establecidos en el Decreto No. 566/2019, el total de la demanda nacional de combustibles líquidos en la República Argentina, de conformidad con los volúmenes que les sean requeridos a partir de las prácticas usuales del mercado argentino, proveyendo de manera habitual y continua a todas y cada una de las zonas que integran el territorio de la República Argentina; y

(iv) las empresas productoras de hidrocarburos de la República Argentina deberán cubrir el total de la demanda de petróleo crudo que les sea requerido por las empresas refinadoras del mercado argentino, proveyendo de manera habitual y continua a todas las refinerías ubicadas en el territorio de la República Argentina.

Con fecha 20 de agosto de 2019 la Compañía se presentó en los tribunales federales contencioso administrativo competentes para demandar la nulidad de los efectos del Decreto No. 566/2019, solicitando en forma cautelar la inmediata suspensión de los Artículos 1° y 4° del Decreto No. 566/2019 que impusieron precios máximos a la venta de petróleo crudo en el mercado local y la obligación de abastecerlo, todo ello con el objeto de evitar perjuicios sobre las operaciones y los resultados financieros de la Compañía.

Con fecha 3 de diciembre de 2019, la Compañía desistió de la medida cautelar y se dispuso el archivo de la causa con fecha 15 de septiembre de 2020. A la fecha de los presentes estados financieros consolidados, ha finalizado el período de vigencia del mencionado Decreto.

2.5.2.3 Decreto No. 601/19

Mediante el Decreto No. 601/19, de fecha 30 de agosto de 2019, se modificaron las disposiciones del Decreto No. 566/2019 estableciéndose que:

(i) hasta el 13 de noviembre de 2019 las entregas de petróleo crudo efectuadas en el mercado local deberán ser facturadas y pagadas al precio convenido entre las empresas productoras y refinadoras al día 9 de agosto de 2019, aplicando un tipo de cambio de referencia de 46.69 ARS/US y un precio de referencia Brent de 59 US/bbl; y

(ii) el precio tope de naftas y gasoil en todas sus calidades, comercializados por las empresas refinadoras y/o los expendedores mayoristas y/o minoristas, que tengan como destino final el abastecimiento de combustibles por pico de surtidor en bocas de expendio no podrá ser superior al precio vigente al día 9 de agosto de 2019.

A la fecha de los presentes estados financieros consolidados, ha finalizado el período de vigencia del mencionado Decreto.

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2020 y 2019 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2020 y 2019.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

2.5.2.4 Resolución No. 557/2019

Mediante Resolución No. 557/2019, de la Secretaría de Energía ("SE") del 19 de septiembre de 2019 se estableció que:

(i) durante la vigencia del Decreto No. 601/2019 los precios de naftas y gasoil en todas sus calidades, comercializados por las empresas refinadoras y los expendedores mayoristas y/o minoristas, que tengan como destino final el abastecimiento de combustibles por pico de surtidor en bocas de expendio podrá incrementarse en hasta 4% respecto de los precios vigentes al 9 de agosto de 2019; y

(ii) durante la vigencia del Decreto No. 601/2019 las entregas de petróleo crudo efectuadas en el mercado local deberán ser facturadas y pagadas al precio convenido entre las empresas productoras y refinadoras al 9 de agosto de 2019, aplicando un tipo de cambio de referencia de 49.30 ARS/US, equivalente al 5.58% de incremento sobre el valor de referencia vigente, y un precio de referencia Brent de 59 US/bbl.

A la fecha de los presentes estados financieros consolidados, ha finalizado el período de vigencia de la mencionada Resolución.

2.5.3 Mercado del gas

Durante los últimos años, el Gobierno Nacional de Argentina ha creado diferentes programas para alentar e incrementar la inyección de gas en el mercado interno.

2.5.3.1 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 y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburífera (la "Comisión") creó el Programa IR para compañías sin producción previa o con un límite de producción de 3.5 MMm³ / día, estableciendo incentivos de precios para aumentos de producción y multas de importación de GLP en caso de incumplir con los volúmenes comprometidos. La Resolución No. 60/13 (enmendada por la SE) mediante las Resoluciones No. 22/14 y No. 139/14 estableció un precio que oscila entre 4 US/ MMBTU (Por sus siglas en inglés Million of British Thermal Unit) y 7.5 US /MMBTU, basado en la curva de producción más alta alcanzada. El Programa IR tuvo fecha de vigencia hasta diciembre de 2017.

El 1° julio de 2019, mediante Resolución No. 358/19, la Compañía fue notificada por la SE sobre el plan de cancelación del crédito vinculado con el Programa IR. De acuerdo con dicha resolución, el crédito que a esa fecha poseía la Compañía, sería cancelado con bonos emitidos por el Estado Nacional ("Bonos Programas Gas Natural") denominados en US a amortizar en un plazo máximo de treinta (30) cuotas.

Durante el año finalizado el 31 de diciembre de 2019 la Compañía recibió 20,663 en Bonos Programa Plan Gas, de los cuales, durante el año finalizado el 31 de diciembre de 2020 y 2019, se amortizaron 8,266 y 8,257, respectivamente. Al 31 de diciembre de 2020 y 2019, el crédito registrado por la Compañía vinculado con dicho plan asciende a 4,012 y 11,397 de valor presente (4,140 y 12,406 de valor nominal) Ver Nota 17.

2.5.3.2 Plan de Promoción de la Producción del Gas Natural Argentino - Esquema de Oferta y Demanda 2020 – 2024 ("Plan Gas IV")

El 13 de noviembre de 2020 mediante Decreto No. 892/2020, el PEN aprobó el Plan Gas IV, declarando de interés público nacional y prioritario la promoción de la producción del gas natural.

Mediante Resolución No. 317/2020 de la SE convocó a las empresas productoras de gas natural a un concurso Público Nacional para la adjudicación de un volumen de gas natural base total de 70 MMm³/día cada año; y un volumen adicional por cada uno de los períodos invernales.

El 15 de diciembre de 2020 mediante Resolución No. 391/2020 la SE adjudicó los volúmenes y precios; lo que comprende la posterior celebración de contratos con Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico SA y otras licenciatarias de distribución o subdistribuidores, para el suministro de gas natural para generación de energía eléctrica y para consumo residencial, respectivamente.

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2020 y 2019 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2020 y 2019.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

La Compañía a través de su subsidiaria en Argentina fue adjudicada con un volumen base de 0.86 MMm³/día, a un precio promedio anual de 3.29 US/MMBTU por un período de cuatro años a partir del 1° de enero de 2021.

2.5.4 Mercado del petróleo

2.5.4.1 Programa Petróleo Plus

La Compañía 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, la Compañía recibió la cantidad de 2,020 mediante bonos BONAD 2018 con un valor nominal de un US cada uno y 8,081 mediante bonos BONAR 2024 con un valor nominal de un US cada uno, basado en el Decreto No. 1,330/15 mencionado anteriormente.

2.5.5 Regalías y otros cánones

Para los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2020 y 2019 las regalías se aplican a la producción total de las concesiones convencionales y no convencionales, 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 GLP de boca de pozo. Las regalías se presentan en el estado de resultados y otros resultados integrales consolidado dentro del costo de ventas.

Como parte de las extensiones mencionadas en la Nota 30.3, se incluye un canon extraordinario sobre la producción del 3% para las áreas convencionales de Entre Lomas Bajada del Palo, Jagüel de los Machos, 25 de Mayo-Medanito S.E., y del 6.5% para Agua Amarga.

B- México

2.5.6. General

De acuerdo con las recomendaciones que la OMS público para todos los países afectados por la pandemia COVID-19, el Gobierno Mexicano, mediante decreto de fecha 30 de marzo 2020, declaro la epidemia de la enfermedad generada por el virus COVID-19 como una “Emergencia sanitaria por razones de fuerza mayor”.

La Secretaría de Salud de México, el 31 de marzo de 2020 emitió un decreto que establece como parte de las medidas para mitigar la propagación y transmisión del virus, la suspensión inmediata de actividades no esenciales en los sectores público, privado y social del 30 de marzo al 30 de abril de 2020. Este decreto, entre otras cosas, proporciona una lista de actividades esenciales que pueden seguir funcionando, incluidas las actividades de gas y petróleo, porque se consideran un sector fundamental de la economía y un servicio indispensable. También considera la distribución y venta de energía como una actividad esencial.

Dicha medida fue extendida, y puede seguir prorrogándose por el tiempo que se considere necesario para la situación epidemiológica conforme determinen las autoridades competentes en materia de salud del Gobierno Federal y de la Ciudad de México.

2.5.7 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.

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2020 y 2019 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2020 y 2019.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

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 GLP, 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 encuentran 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 faculta a las entidades del sector privado a solicitar el otorgamiento de un permiso a la Comisión Reguladora de Energía de México (“CRE”) 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 (“SENER”).

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 de comercialización otorgados por la CRE y los permisos de importación y exportación otorgados por la SENER.

2.5.8 Agencia Gubernamental Autorizada

La SENER es la 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, mientras que el Ministerio de Finanzas (“Secretaría de Hacienda y Crédito Público/SHCP”) aprueba los términos fiscales. El SHCP 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 CRE.

2.5.9 Regulaciones del Mercado

Durante 2017, de acuerdo con la Ley de Ingresos de la Federación para el año fiscal de 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.

2.5.10 Ley Federal de Medio Ambiente

La 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.

2.5.11 Regalías y otros cánones

Las contraprestaciones que se le deben pagar al Estado Mexicano estarán integradas por:

- a) Cuota contractual para la fase exploratoria

Aplica para aquellas áreas que no cuenten con un plan de desarrollo aprobado por la CNH, y se calculan mensualmente aplicando la cuota establecida por cada kilómetro cuadrado que comprenda el área contractual.

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2020 y 2019 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2020 y 2019.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

b) Regalías

Las regalías se aplican a la producción total de las concesiones, y se calculan aplicando el porcentaje contractual al precio de venta. El porcentaje contractual puede variar entre el 40% o 45% el cual será ajustado de conformidad con lo establecido en el contrato. Así mismo existe una regalía variable, la cual se aplicará para cada tipo de hidrocarburo mediante la aplicación de la tasa correspondiente al precio de venta. Las regalías se exponen en el estado de resultados y otros resultados integrales consolidado dentro del costo de ventas.

Nota 3 Juicios, estimaciones y supuestos contables significativos.

La preparación de los estados financieros consolidados requiere que la Gerencia formule juicios y estimaciones futuras, así como la aplicación de juicios críticos y 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 consolidados 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 consolidados.

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 impacto significativo sobre los montos reconocidos en los estados financieros consolidados.

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 22.3, 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 consolidados, 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(s) 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: (i) dichos costos se relacionan con mejoras en la seguridad; (ii) se previene o limita el riesgo de contaminación ambiental; o (iii) los costos se incurren para preparar los activos para la venta y el valor en libros (el cual 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.

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2020 y 2019 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2020 y 2019.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

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 utiliza el enfoque de valuación más representativo para cada activo. Estos métodos incluyen (i) 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 considera 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

La Compañía evalúa 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 inversiones como se establece en la Nota 2.3.1.

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: (i) La forma jurídica del vehículo separado; (ii) Los términos del acuerdo contractual; (iii) 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.

3.1.5 Moneda funcional

La moneda funcional para la Compañía y sus subsidiarias es la moneda del entorno económico primario en el que opera la entidad. La moneda funcional de cada subsidiaria de la Compañía es el US. La determinación de la moneda funcional puede involucrar la realización de ciertos juicios, como la identificación del entorno económico primario. La Compañía reconsidera la moneda funcional 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 de la Compañía durante el próximo año:

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2020 y 2019 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2020 y 2019.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

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 la cantidad recuperable de la UGE a las que se relaciona el crédito mercantil deben ser analizadas. Al evaluar si el crédito mercantil se ha deteriorado, el valor en libros de las UGEs a las que se ha asignado el crédito mercantil se compara con su valor recuperable. Cuando el monto recuperable de la UGE es menor que el valor en libros (incluido el crédito mercantil), se reconoce un deterioro.

La Compañía tiene un crédito mercantil de 28,484 en su estado de situación financiera consolidado al 31 de diciembre de 2020 y 2019 (Ver Nota 14), relacionado con la combinación inicial de negocios. El mismo ha sido asignado a las siguientes UGEs en Argentina: (i) 22,942 a concesiones operadas no convencionales de petróleo y gas; y (ii) 5,542 a concesiones operadas convencionales de petróleo y gas.

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 único segmento de negocio.

Al probar el crédito mercantil por deterioro, la Compañía utiliza el enfoque descrito en la Nota 3.2.2.

Al 31 de diciembre de 2020 y 2019, no se reconocieron pérdidas por deterioro relacionadas al crédito mercantil.

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, se han agrupado todas las propiedades petróleo y gas en Argentina en cuatro (4) UGEs (i) concesiones operadas convencionales de petróleo y gas; (ii) concesiones operadas no convencionales de petróleo y gas; (iii) concesiones no operadas convencionales de petróleo y gas; y (iv) concesiones no operadas no convencionales de petróleo y gas. Así mismo la Compañía ha identificado las siguientes dos (2) UGEs en México: (i) concesiones no operadas convencionales de petróleo y gas; y (ii) concesiones operadas convencionales de petróleo y gas.

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 comportamiento de los precios internacionales del crudo, el comportamiento de la demanda, 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: (i) su valor razonable menos los costos de enajenación o disposición por otra vía; y (ii) 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 menos los costos de enajenación 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 valor recuperable utilizado en la evaluación del deterioro es el valor de uso.

El valor recuperable de cada UGE se estima a través del valor actual de los flujos de efectivo netos futuros. Los planes de negocio de cada UGE, que son aprobados anualmente por la Compañía, son las principales fuentes de información para la determinación del valor de uso.

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

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2020 y 2019 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2020 y 2019.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

Como paso inicial en la preparación de estos planes, la Compañía 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, los efectos de la pandemia COVID-19 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 una tasa de descuento después de impuestos que refleja las evaluaciones actuales del mercado del valor tiempo del dinero.

A cada fecha de reporte 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 Compañía 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 propiedad, plantas y equipos 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.

Como resultado del análisis realizado, la Compañía registró por el año finalizado el 31 de diciembre de 2020, un deterioro de 14,044 relacionado con la UGE en México concesiones operadas convencionales de petróleo y gas y 394 relacionado con la UGE en Argentina de concesiones no operadas convencionales de petróleo y gas. Durante el año terminado el 31 de diciembre de 2019 no hubo deterioro.

Principales supuestos utilizados

El cálculo del valor de uso realizado por la Compañía para las UGEs antes mencionadas es más sensible a los siguientes supuestos:

	Al 31 de diciembre de 2020		Al 31 de diciembre de 2019
	Argentina	México	Argentina
Tasas de descuento (después de impuestos)	12.5%	6.3%	12.6%
Tasas de descuento (antes de impuestos)	15.8%	8.4%	18.6%
Precios del Petróleo crudo, GLP y del Gas Natural			
Petróleo crudo - Brent (US/bbl.)			
2020	-	-	60.0
2021	48.0	48.0	60.4
2022	53.5	53.5	60.0
2023	52.0	52.0	63.0
2024	52.9	52.9	63.0
2025 – En Adelante	51.9	51.9	63.0
Gas natural - Precios locales (US/MMBTU)			
2020	-	-	3.5
2021	2.3	2.3	3.5
2022- En adelante	3.5	2.0	3.5
GLP - Precios locales (US/Tn.)			
En adelante	350	-	300

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2020 y 2019 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2020 y 2019.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

- **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 sobre la renta utilizada es la tasa impositiva vigente en Argentina del 25% para 2021 en adelante (Ver Nota 33). 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 Compañía según la industria, región y especialidad ("Comparables").
- **Precios del Petróleo crudo, Gas natural y GLP:** los precios de los productos básicos previstos se basan en las estimaciones de la Gerencia y los datos de mercado disponibles.

Para los precios del petróleo crudo, la Compañía consideró descuentos 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.

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 Gerencia utilizó un promedio del precio recibido por la venta de gas en cada una de las UGEs. El precio del gas se ajusta linealmente por el valor calorífico del gas producido de cada una de las UGEs.

El supuesto a largo plazo de la Compañía para los precios del petróleo es similar al reciente precio de mercado que refleja el juicio 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:** en las UGEs convencionales el nivel de producción futuro estimado en todas las pruebas de deterioro se basa en las reservas probadas y probables, y en las UGEs no convencionales se adicionaron también los recursos contingentes. Las proyecciones de producción y los supuestos de reservas se basaron en los informes de reservas auditados por consultores externos, y en reportes preparados internamente por la Compañía, y se aplicaron adicionalmente distintos factores de éxito para determinar el valor esperado de cada tipo de reserva y/o recurso contingente.

Sensibilidad a los cambios en los supuestos

Con respecto a la evaluación del valor de uso al 31 de diciembre de 2020 y 2019, la Compañía 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, excepto por lo siguiente:

	Al 31 de diciembre de 2020		Al 31 de diciembre de 2019
	Argentina	México	Argentina
Tasa de descuento	+/- 100 puntos básicos		+/- 100 puntos básicos
<u>Valor en libros ⁽¹⁾</u>	- / -	(1,146) / -	- / -
Precios esperados del Petróleo Crudo, Gas natural y GLP	+/- 10%		+/- 10%
<u>Valor en libros ⁽¹⁾</u>	- / (20,889)	- / (3,063)	- / -

⁽¹⁾ Relacionados con las UGEs concesiones operadas y no operadas convencionales de petróleo y gas en Argentina y la UGE concesiones operadas convencionales de petróleo y gas en México, respectivamente.

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 2020 y 2019, el valor neto en libros de propiedad, planta y equipos, activos intangibles y activos por derecho de uso se muestra en las Notas 13, 14 y 15, respectivamente.

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2020 y 2019 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2020 y 2019.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

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 Compañía del valor de uso al 31 de diciembre de 2020.

3.2.3 Impuesto sobre la renta corriente y diferido / Impuesto sobre la renta mínima presunta

La Gerencia 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 sobre la renta 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 temporales 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.

3.2.4 Obligaciones por taponamiento y abandono de pozos

Las obligaciones por taponamiento y abandono de pozos al final de la vida de la concesión, requiere que la Gerencia 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 y abandono 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 pasivo al 31 de diciembre de 2020 y 2019 de las obligaciones por taponamiento y abandono de pozos es de 23,933 y 21,748, respectivamente (Ver Nota 22.1).

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.

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

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2020 y 2019 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2020 y 2019.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

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 remanente 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 los pagos basados en acciones en la fecha de otorgamiento, la Compañía utiliza el 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 34.

Nota 4. Información por segmentos

El CODM es el responsable de la asignación de recursos y la evaluación del desempeño del segmento operativo. El Comité supervisa los resultados operativos y el desempeño de los indicadores de sus propiedades de petróleo y gas en forma agregada, con el propósito de tomar decisiones sobre la ubicación de los recursos, la negociación global con los proveedores y la forma en que se gestionan los acuerdos con los clientes.

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.

Para los años finalizados el 31 de diciembre de 2020 y 2019, la Compañía generó el 99% y el 1% de sus ingresos relacionados con los activos ubicados en Argentina y México, respectivamente.

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:

	Al 31 de diciembre de 2020	Al 31 de diciembre de 2019
Argentina	1,086,308	982,397
México	18,468	30,165
Total activos no corrientes	1,104,776	1,012,562

Nota 5. Ingresos por ventas a clientes

	Año finalizado el 31 de diciembre de 2020	Año finalizado el 31 de diciembre de 2019
Ventas de bienes	273,938	415,976
Ingresos por ventas a clientes	273,938	415,976
Reconocido en un momento determinado	273,938	415,976

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

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2020 y 2019 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2020 y 2019.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

Las transacciones de la Compañía y los ingresos principales se describen en Nota 2.4.7. Los ingresos se derivan de los contratos con clientes.

5.1 Información desglosada de ingresos por ventas a clientes

Tipo de productos	Año finalizado el 31 de diciembre de 2020	Año finalizado el 31 de diciembre de 2019
Ingresos por ventas de petróleo crudo	236,596	338,272
Ingresos por ventas de gas natural	33,575	71,524
Ingresos por ventas de GLP	3,767	6,180
Ingresos por contratos con clientes	273,938	415,976

Canales de distribución	Año finalizado el 31 de diciembre de 2020	Año finalizado el 31 de diciembre de 2019
Refinerías	141,672	338,272
Exportaciones	94,924	-
Industrias	17,491	39,279
Distribuidores minoristas de gas natural	13,809	26,452
Comercialización de GLP	3,767	6,180
Gas natural para generación eléctrica	2,275	5,793
Ingresos por contratos con clientes	273,938	415,976

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 se generan principalmente a partir de la venta de petróleo producido, gas natural y GLP a terceros en un momento determinado.

Nota 6. Costos de ventas

Nota 6.1. Costos de operación

	Año finalizado el 31 de diciembre de 2020	Año finalizado el 31 de diciembre de 2019
Honorarios y compensación por servicios	44,912	67,209
Salarios y contribuciones sociales	12,593	10,943
Consumo de materiales y reparaciones	11,181	17,062
Servidumbre y cánones	8,222	9,632
Beneficios a empleados	3,867	2,836
Transporte	2,351	2,914
Otros	4,892	3,835
Total costos de operación	88,018	114,431

Nota 6.2. Fluctuación del inventario de crudo

	Año finalizado el 31 de diciembre de 2020	Año finalizado el 31 de diciembre de 2019
Inventario de petróleo al inicio del año (Nota 19)	3,032	2,722
Menos: Inventario de petróleo al cierre del año (Nota 19)	(6,127)	(3,032)
Total fluctuación del inventario de crudo	(3,095)	(310)

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

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2020 y 2019 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2020 y 2019.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

Nota 7. Gastos de ventas

	Año finalizado el 31 de diciembre de 2020	Año finalizado el 31 de diciembre de 2019
Transporte	10,395	9,596
Impuestos, tasas y contribuciones	6,014	13,115
Honorarios y compensación por servicios ⁽¹⁾	4,603	50
Impuesto sobre transacciones bancarias	3,033	4,495
(Reversión) de reserva por pérdidas crediticias esperadas (Nota 17)	(22)	(118)
Total gastos de ventas	24,023	27,138

⁽¹⁾ Al 31 de diciembre de 2020, incluyen 4,367 correspondiente al servicio de almacenamiento de crudo.

Nota 8. Gastos generales y de administración

	Año finalizado el 31 de diciembre de 2020	Año finalizado el 31 de diciembre de 2019
Pagos basados en acciones	10,494	10,655
Salarios y contribuciones sociales	8,882	10,958
Honorarios y compensación por servicios	6,466	9,603
Beneficios a empleados	4,984	6,055
Publicidad y promoción institucional	1,215	1,179
Impuestos, tasas y contribuciones	740	1,718
Otros	1,137	2,232
Total gastos generales y de administración	33,918	42,400

Nota 9. Gastos de exploración

	Año finalizado el 31 de diciembre de 2020	Año finalizado el 31 de diciembre de 2019
Gastos geológicos y geofísicos	646	676
Total gastos de exploración	646	676

Nota 10. Otros ingresos y gastos operativos

Nota 10.1 Otros ingresos operativos

	Año finalizado el 31 de diciembre de 2020	Año finalizado el 31 de diciembre de 2019
Otros ingresos por servicios ⁽¹⁾	3,924	3,165
Ganancia por combinación de negocios (Nota 32)	1,383	-
Otros	266	-
Total otros ingresos operativos	5,573	3,165

⁽¹⁾ Corresponde a servicios que no se vinculan directamente con la actividad principal de la Compañía.

10.2 Otros gastos operativos

	Año finalizado el 31 de diciembre de 2020	Año finalizado el 31 de diciembre de 2019
Gastos de reestructuración ⁽¹⁾	(3,469)	(3,244)
Gastos de reorganización	(1,417)	-
Provisión por remediación ambiental (Nota 22)	(463)	(816)
Provisión para contingencias (Nota 22)	(267)	(422)
Reversión / (Constitución) provisión de obsolescencia de inventarios	627	(972)
Otros	-	(726)
Total otros gastos operativos	(4,989)	(6,180)

⁽¹⁾ La Compañía registró cargos por reestructuración que incluyen pagos, honorarios y costos de transacción relacionados con la modificación de la estructura del Grupo.

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2020 y 2019 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2020 y 2019.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

Nota 11. Resultados Financieros

11.1 Ingresos por intereses

	Año finalizado el 31 de diciembre de 2020	Año finalizado el 31 de diciembre de 2019
Intereses financieros	822	1,328
Intereses sobre bonos del gobierno a costo amortizado	-	2,442
Total ingresos por intereses	822	3,770

11.2 Gastos por intereses

	Año finalizado el 31 de diciembre de 2020	Año finalizado el 31 de diciembre de 2019
Intereses por préstamos (Nota 18.2)	(47,923)	(34,159)
Otros intereses	-	(4)
Total gastos por intereses	(47,923)	(34,163)

11.3 Otros resultados financieros

	Año finalizado el 31 de diciembre de 2020	Año finalizado el 31 de diciembre de 2019
Costo amortizado (Nota 18.2)	(2,811)	(2,076)
Cambios en el valor razonable de los títulos opcionales (Nota 18.5.1)	16,498	6,840
Fluctuación cambiaria de moneda extranjera, neta	3,068	(2,991)
Descuento de activos y pasivos a valor presente	(3,432)	(10)
Deterioro de activos financieros	(4,839)	-
Cambios en el valor razonable de activos financieros	(645)	873
Gastos por intereses de arrendamiento (Nota 15)	(1,641)	(1,561)
Descuento de obligación por taponamiento y abandono de pozos (Nota 22.1)	(2,584)	(1,723)
Otros	633	(67)
Total otros resultados financieros	4,247	(715)

Nota 12. (Pérdidas) / ganancias por acción

a) Básica

Las ganancias (pérdidas) básicas por acción se calculan dividiendo los resultados de la Compañía por el promedio ponderado de las acciones comunes en circulación durante el año.

b) Diluida

Las ganancias (pérdidas) diluidas por acción se calculan dividiendo los resultados de la Compañía por el promedio ponderado de las acciones comunes en circulación durante el año más el promedio ponderado de 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.

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

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2020 y 2019 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2020 y 2019.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

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 año, no se registra ningún efecto de dilución, siendo la ganancia (pérdida) diluida por acción igual a la básica.

	Año finalizado el 31 de diciembre de 2020	Año finalizado el 31 de diciembre de 2019
(Pérdida) neta del año	(102,749)	(32,723)
Número promedio ponderado de acciones comunes	87,473,056	80,068,287
(Pérdida) básica y diluida por acción (en US por acción)	(1.175)	(0.409)

Al 31 de diciembre de 2020, la Compañía 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) / ganancias por acción diluidas:

- (i) 21,666,667 acciones Serie A relacionadas con los 65,000,000 de títulos opcionales de suscripción de acciones Serie A (Ver Nota 18.3);
- (ii) 9,893,333 acciones Serie A relacionados con los 29,680,000 de títulos opcionales (Ver Nota 18.3);
- (iii) 1,666,667 acciones Serie A relacionados con 5,000,000 de título de suscripción de acciones (Forward Purchase Agreement o “FPA” por sus siglas en inglés) (Ver Nota 18.3) y;
- (iv) 7,714,286 de acciones Series A que serán usadas en el LTIP para los empleados.

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.

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

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2020 y 2019 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2020 y 2019.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

Nota 13. Propiedad, planta y equipos

Los cambios en propiedad, planta y equipos por el año finalizado al 31 de diciembre de 2019 son los siguientes:

	Terrenos y edificios	Rodados, maquinarias, instalaciones, equipamiento de computación y muebles y útiles	Propiedad Minera	Pozos e instalaciones de producción	Obras en curso	Materiales y repuestos	Total
<u>Costo</u>							
Saldos al 31 de diciembre de 2018	2,221	15,665	351,306	424,962	90,693	9,491	894,338
Altas ⁽¹⁾	224	83	261	4,596	142,791	96,624	244,579
Transferencias	-	4,697	1,509	229,244	(157,959)	(77,491)	-
Bajas	-	(34)	-	(112)	-	(1,170)	(1,316)
Saldos al 31 de diciembre de 2019	2,445	20,411	353,076	658,690	75,525	27,454	1,137,601
<u>Depreciaciones acumuladas</u>							
Saldos al 31 de diciembre de 2018	(14)	(1,354)	(1,426)	(70,822)	-	-	(73,616)
Depreciaciones	(75)	(2,518)	(18,063)	(126,323)	-	-	(146,979)
Bajas	-	34	-	26	-	-	60
Saldos al 31 de diciembre de 2019	(89)	(3,838)	(19,489)	(197,119)	-	-	(220,535)
<u>Valor neto</u>							
Saldos al 31 de diciembre de 2019	2,356	16,573	333,587	461,571	75,525	27,454	917,066

⁽¹⁾ Las altas de pozos e instalaciones de producción incluyen 4,141 de la reestimación de la obligación por taponamiento y abandono de pozos.

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

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2020 y 2019 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2020 y 2019.
(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

Los cambios en propiedad, planta y equipos por el año finalizado al 31 de diciembre de 2020 son los siguientes:

	Terrenos y edificios	Rodados, maquinarias, instalaciones, equipamiento de computación y muebles y útiles	Propiedad Minera	Pozos e instalaciones de producción	Obras en curso	Materiales y repuestos	Total
<u>Costo</u>							
Saldos al 31 de diciembre de 2019	2,445	20,411	353,076	658,690	75,525	27,454	1,137,601
Altas ⁽¹⁾	11	133	-	2,197	186,230	37,317	225,888
Transferencias	-	1,410	-	216,536	(182,199)	(35,747)	-
Bajas ⁽²⁾	-	(123)	-	(366)	-	(173)	(662)
Deterioro de activos de larga duración ⁽³⁾	-	-	-	(394)	-	-	(394)
Saldos al 31 de diciembre de 2020	2,456	21,831	353,076	876,663	79,556	28,851	1,362,433
<u>Depreciaciones acumuladas</u>							
Saldos al 31 de diciembre de 2019	(89)	(3,838)	(19,489)	(197,119)	-	-	(220,535)
Depreciaciones	(187)	(3,731)	(13,884)	(121,941)	-	-	(139,743)
Bajas	-	103	-	-	-	-	103
Saldos al 31 de diciembre de 2020	(276)	(7,466)	(33,373)	(319,060)	-	-	(360,175)
<u>Valor neto</u>							
Saldos al 31 de diciembre de 2020	2,180	14,365	319,703	557,603	79,556	28,851	1,002,258

⁽¹⁾ Las altas incluyen 2,018 correspondiente a la combinación de negocios mencionada en la Nota 30.

⁽²⁾ Las bajas de pozos e instalaciones de producción corresponden a la reestimación de la obligación por taponamiento y abandono de pozos.

⁽³⁾ Ver Nota 3.2.2 para obtener detalles sobre las pruebas de deterioro de las propiedades del petróleo y el gas.

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

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2020 y 2019 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2020 y 2019.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

Nota 14. Crédito mercantil y otros activos intangibles.

Las variaciones en el crédito mercantil y otros activos intangibles por el año finalizado al 31 de diciembre de 2019 son los siguientes:

	Crédito Mercantil	Otros activos intangibles		
		Licencias Software	Derechos de exploración	Total
Costo				
Saldos al 31 de diciembre de 2018	28,484	2,716	29,681	32,397
Altas	-	4,225	-	4,225
Bajas	-	-	(278)	(278)
Saldos al 31 de diciembre de 2019	28,484	6,941	29,403	36,344
Amortización acumulada				
Saldos al 31 de diciembre de 2018	-	(797)	-	(797)
Amortización	-	(1,518)	-	(1,518)
Saldos al 31 de diciembre de 2019	-	(2,315)	-	(2,315)
Valor neto				
Saldos al 31 de diciembre de 2019	28,484	4,626	29,403	34,029

Las variaciones en el crédito mercantil y otros activos intangibles por el año finalizado al 31 de diciembre de 2020 son los siguientes:

	Crédito Mercantil	Otros activos intangibles		
		Licencias Software	Derechos de exploración	Total
Costo				
Saldos al 31 de diciembre de 2019	28,484	6,941	29,403	36,344
Altas	-	3,664	-	3,664
Deterioro de activos de larga duración ⁽¹⁾	-	-	(14,044)	(14,044)
Saldos al 31 de diciembre de 2020	28,484	10,605	15,359	25,964
Amortización acumulada				
Saldos al 31 de diciembre de 2019	-	(2,315)	-	(2,315)
Amortización	-	(2,568)	-	(2,568)
Saldos al 31 de diciembre de 2020	-	(4,883)	-	(4,883)
Valor neto				
Saldos al 31 de diciembre de 2020	28,484	5,722	15,359	21,081

⁽¹⁾ Ver Nota 3.2.2.

El crédito mercantil surge de la combinación inicial de negocios, principalmente por 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.

El crédito mercantil adquirido ha sido asignado a las siguientes UGEs en Argentina: (i) 22,942 a concesiones operadas no convencionales de petróleo y gas y; (ii) 5,542 a concesiones operadas convencionales de petróleo y gas.

Las licencias de software se están amortizando a lo largo de la vida útil económica estimada de tres años.

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 2.3, S.A.P.I. de C.V. ("Jaguar") y Pantera Exploración y

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

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2020 y 2019 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2020 y 2019.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

Producción 2.2, S.A.P.I. de C.V. ("Pantera") eran licenciarios (Nota 30.3.10). Durante el año terminado el 31 de diciembre de 2020 se reconoció un cargo por deterioro en los activos de exploración y evaluación localizados en México por 14,044 relacionados con la UGE concesiones operadas convencionales de petróleo y gas.

Nota 15. Activos por derecho de uso y pasivos por arrendamientos

Los valores en libros de los activos por derecho de uso y los pasivos por arrendamientos de la Compañía, así como los movimientos por los años finalizados en diciembre 2020 y 2019, se detallan a continuación:

	Activos por derechos de uso			Pasivos por arrendamiento
	Edificios	Planta y maquinaria	Total	
Saldos al 31 de diciembre de 2018	1,843	10,260	12,103	(12,103)
Altas	873	9,478	10,351	(10,351)
Gastos por depreciación ⁽¹⁾	(656)	(5,174)	(5,830)	-
Pagos	-	-	-	7,619
Gastos por intereses ⁽²⁾	-	-	-	(1,932)
Saldos al 31 de diciembre de 2019	2,060	14,564	16,624	(16,767)

⁽¹⁾ Se incluye la depreciación servicios de perforación que se capitalizan como obras en curso por un monto de 1,326.

⁽²⁾ Se incluye contratos de perforación que se capitalizan en obras en curso por 371.

	Activos por derechos de uso			Pasivos por arrendamiento
	Edificios	Planta y maquinaria	Total	
Saldos al 31 de diciembre de 2019	2,060	14,564	16,624	(16,767)
Altas	114	17,273	17,387	(17,470)
Modificaciones	(257)	(3,671)	(3,928)	3,901
Gastos por depreciación ⁽¹⁾	(598)	(6,907)	(7,505)	-
Pagos	-	-	-	9,067
Gastos por intereses ⁽²⁾	-	-	-	(2,412)
Saldos al 31 de diciembre de 2020	1,319	21,259	22,578	(23,681)

⁽¹⁾ Se incluye la depreciación servicios de perforación que se capitalizan como obras en curso por un monto de 2,142.

⁽²⁾ Se incluye contratos de perforación que se capitalizan en obras en curso por 771.

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 de activos de bajo valor se reconocen como gastos de forma lineal durante el plazo del arrendamiento.

Por los años finalizados el 31 de diciembre de 2020 y 2019, se reconocieron en el estado de resultados y otros resultados integrales dentro de gastos generales y de administración contratos de arrendamientos a corto plazo y de bajo valor por 131 y 201, respectivamente.

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

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2020 y 2019 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2020 y 2019.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

Nota 16. Activos y pasivos por impuesto sobre la renta diferido y gastos por impuesto sobre la renta

La composición de los activos y pasivos por impuestos diferidos es la siguiente:

	Al 1 de enero de 2019	Ganancia (pérdida)	Otros movimientos del patrimonio	Otros resultados integrales	Al 31 de diciembre de 2019
Inversiones corrientes	-	523	-	-	523
Otras cuentas por cobrar	1,776	(619)	-	-	1,157
Beneficios a empleados	598	635	-	394	1,627
Pagos basados en acciones	-	-	1,166	-	1,166
Pérdidas fiscales y otros créditos ⁽¹⁾	-	7,345	-	-	7,345
Provisiones	5,610	1,250	-	-	6,860
Activos por derecho de uso, netos	-	65	-	-	65
Activos por impuesto sobre la renta diferido	7,984	9,199	1,166	394	18,743
Propiedad, planta y equipos	(140,236)	2,168	-	-	(138,068)
Costos de emisión de préstamos	(1,351)	(249)	-	-	(1,600)
Activos intangibles	(55)	(716)	-	-	(771)
Inventarios	(40)	(1,311)	-	-	(1,351)
Otros	(59)	56	-	-	(3)
Crédito por ajuste por inflación estático y dinámico	-	(23,493)	-	-	(23,493)
Pasivos por impuesto sobre la renta diferido	(141,741)	(23,545)	-	-	(165,286)
Impuesto sobre la renta diferido, neto	(133,757)	(14,346)	1,166	394	(146,543)

	Al 1 de enero de 2020	Ganancia (pérdida)	Otros movimientos del patrimonio	Otros resultados integrales	Al 31 de diciembre de 2020
Inversiones corrientes	523	(658)	-	-	(135)
Otras cuentas por cobrar	-	-	-	-	-
Beneficios a empleados	1,627	(876)	-	114	865
Pagos basados en acciones	1,166	(1,166)	-	-	-
Pérdidas fiscales y otros créditos ⁽¹⁾ fiscales no utilizados	7,345	29,004	-	-	37,479
Provisiones	6,860	(4,387)	-	-	2,473
Activos por derecho de uso, netos	65	199	-	-	264
Activos por impuesto sobre la renta diferido	17,586	22,116	-	114	40,946
Propiedad, planta y equipos	(138,068)	4,157	-	-	(133,911)
Otras cuentas por cobrar	(443)	(118)	-	-	(561)
Activos intangibles	(771)	771	-	-	-
Inventarios	(1,351)	529	-	-	(822)
Costos de emisión de préstamos	-	(1,212)	-	-	(1,212)
Otros	(3)	-	-	-	(3)
Crédito por ajuste por inflación estático y dinámico	(23,493)	(15,946)	-	-	(39,439)
Pasivos por impuesto sobre la renta diferido	(164,129)	(11,819)	-	-	(175,948)
Impuesto sobre la renta diferido, neto	(146,543)	10,297	-	114	(135,002)

⁽¹⁾ La compañía ha reconocido Pérdidas Operativas Netas ("Net Operating Loss" o "NOL" por sus siglas en inglés) generado en Argentina en base a un análisis de recuperabilidad de los ingresos sujetos a impuestos futuros esperados en los años siguientes.

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

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2020 y 2019 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2020 y 2019.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

Los activos y pasivos por impuesto sobre la renta diferido se compensan en los siguientes casos: (i) cuando existe un derecho legalmente exigible de compensar los activos y pasivos por impuestos; y (ii) cuando los cargos por impuestos a la renta diferidos están asociados con la misma autoridad tributaria. Los siguientes montos se revelan en el estado de situación financiera consolidado:

	Al 31 de diciembre de 2020	Al 31 de diciembre de 2019
Activos por impuesto sobre la renta diferido, neto	565	476
Activos por impuesto sobre la renta diferido, neto	565	476
	Al 31 de diciembre de 2020	Al 31 de diciembre de 2019
Pasivos por impuesto sobre la renta diferido, neto	135,567	147,019
Pasivo por impuesto sobre la renta diferido, neto	135.567	147,019

La composición del impuesto sobre la renta es la siguiente:

	Año finalizado el 31 de diciembre de 2020	Año finalizado el 31 de diciembre de 2019
Impuesto sobre la renta corriente		
Impuesto sobre la renta corriente / (gasto)	(184)	(1,886)
Impuesto sobre la renta diferido		
Relativo al origen y reversión de diferencias temporales	10,297	(14,346)
Impuesto sobre la renta beneficio / (gasto) en el estado de resultados consolidado	10,113	(16,232)
Impuesto diferido con cargo a otros resultados integrales	(114)	394
Total impuesto sobre la renta beneficio / (gasto)	9,999	(15,838)

A continuación, se muestra una conciliación entre el gasto por impuesto sobre la renta y el monto resultante de la aplicación de la tasa impositiva sobre la utilidad / (pérdida) antes de impuesto a la utilidad:

	Año finalizado el 31 de diciembre de 2020	Año finalizado el 31 de diciembre de 2019
(Pérdida) antes de impuesto sobre la renta	(112,862)	(16,491)
Tasa de impuesto sobre la renta vigente	30%	30%
Impuesto sobre la renta que surge de aplicar la tasa vigente según las normas impositivas vigentes	33,859	4,947
Ítems que ajustan el impuesto sobre la renta (gasto) / beneficio:		
Gastos no deducibles	(2,449)	(1,782)
Ajuste por inflación (Nota 33.1)	(32,086)	(31,796)
Efecto sobre la medición de partidas monetarias y no monetarias a moneda funcional	24,628	15,395
Pérdidas fiscales y otros activos por impuestos diferidos no reconocidos	(7,039)	(7,285)
Actualización pérdidas fiscales	(179)	1,675
Efecto relacionado con el cambio de la tasa impositiva del año anterior	(6,384)	2,721
Otros	(237)	(107)
Total impuesto sobre la renta beneficio / (gasto)	10,113	(16,232)

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

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2020 y 2019 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2020 y 2019.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

Algunas subsidiarias en México tienen pérdidas fiscales acumuladas no reconocidas, para las cuales no se ha reconocido un activo por impuesto diferido, y las cuales pueden recuperarse siempre que se cumplan ciertos requisitos. Las pérdidas fiscales acumuladas no reconocidas y sus años de vencimientos son las siguientes:

	Al 31 de diciembre de 2020	Al 31 de diciembre de 2019
2027	4,223	4,333
2028	53,360	54,760
2029	31,820	32,655
2030 en adelante	17,214	-
Total pérdidas fiscales acumuladas no reconocidas	106,617	91,748

Adicionalmente al 31 de diciembre de 2020, la Compañía tiene otros créditos fiscales en México, que pueden ser recuperados hasta 2025 por 1,124.

Apertura del pasivo por impuesto sobre la renta:

	Al 31 de diciembre de 2020	Al 31 de diciembre de 2019
<u>Corrientes</u>		
Impuesto sobre la renta, neto de retenciones y anticipos	-	3,039
Total corriente	-	3,039

Nota 17. Cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar

	Al 31 de diciembre de 2020	Al 31 de diciembre de 2019
<u>No Corrientes</u>		
Otras cuentas por cobrar:		
Pagos anticipados, impuestos y otros:		
Impuesto sobre la renta	11,995	-
Pagos anticipados y otras cuentas por cobrar	9,884	9,594
Impuesto al valor agregado ("IVA")	5,562	-
Impuesto sobre la renta mínima presunta	1,034	1,462
Impuesto a los ingresos brutos	789	455
	29,264	11,511
Activos financieros:		
Anticipos y préstamos a empleados	546	772
Programa IR	-	3,600
	546	4,372
Total cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	29,810	15,883

	Al 31 de diciembre de 2020	Al 31 de diciembre de 2019
<u>Corrientes</u>		
Cuentas por cobrar:		
Cuentas por cobrar de petróleo y gas (neto de reservas)	23,260	52,676
Cheques a depositar	-	3
	23,260	52,679
Otras cuentas por cobrar:		
Pagos anticipados, créditos impositivos y otros:		
IVA	17,022	3,953
Gastos prepagados	3,228	1,861
Impuesto a los ingresos brutos	406	1,158
Impuesto sobre la renta	254	16,274
	20,910	23,246

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

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2020 y 2019 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2020 y 2019.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

	Al 31 de diciembre de 2020	Al 31 de diciembre de 2019
Activos financieros:		
Programa IR (Nota 2.5.3.1)	4,012	7,797
Cuentas por cobrar terceros	1,974	3,797
Anticipos a directores y préstamos a los empleados	499	284
Programa de estabilidad de precios de GLP	322	480
Saldos por operaciones conjuntas	24	14
Partes relacionadas (Nota 27)	-	3,169
Préstamos con terceros	-	1,241
Otros	18	730
	6,849	17,512
Otras cuentas por cobrar	27,759	40,758
Total cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	51,019	93,437

Debido a la naturaleza a corto plazo de las cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes, 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 por lo general tienen un plazo de 30 días para las ventas de petróleo y de 65 días para las ventas de gas natural y GLP.

La Compañía provisiona 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. Ninguna de las cuentas por cobrar comerciales que se hayan dado de baja está sujeta a actividades de cumplimiento. La Compañía ha reconocido una provisión para pérdidas crediticias esperadas 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. Así mismo debido a la naturaleza del negocio la Compañía no ha identificado cambios significativos en la recuperabilidad de las cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar y en los plazos de recuperación durante el período de la pandemia COVID-19.

Al 31 de diciembre de 2020 y 2019 las cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar vencidas a menos de 90 días ascendían a 5,024 y 6,189 respectivamente, y no se constituyó una provisión por pérdidas crediticias esperadas. Al 31 de diciembre de 2020 y 2019 se reconoció una provisión por pérdidas crediticias esperadas en cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar de 3 y 100 respectivamente.

Los movimientos en la provisión para las pérdidas crediticias esperadas de las cuentas por cobrar y otras cuentas son los siguientes:

	Al 31 de diciembre de 2020	Al 31 de diciembre de 2019
Saldo al inicio del año	(100)	(257)
Bajas ⁽¹⁾	89	118
Diferencias de cambio	8	39
Saldo al cierre del año	(3)	(100)

⁽¹⁾ Al 31 de diciembre de 2020 y 2019, incluye 22 y 118 correspondiente a la reversión de pérdidas crediticias esperadas, respectivamente (Ver Nota 7).

A la fecha de estos estados financieros consolidados, la exposición máxima al riesgo de crédito corresponde al valor en libros de cada clase de cuentas por cobrar.

Nota 18. Activos financieros y pasivos financieros

18.1 Préstamos

	Al 31 de diciembre de 2020	Al 31 de diciembre de 2019
No corriente		
Préstamos	349,559	389,096
Total no corriente	349,559	389,096

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

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2020 y 2019 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2020 y 2019.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

	Al 31 de diciembre de 2020	Al 31 de diciembre de 2019
<u>Corriente</u>		
Préstamos	190,227	62,317
Total corriente	190,227	62,317
Total préstamos	539,786	451,413

Los vencimientos de los préstamos de la Compañía (excluyendo los pasivos por arrendamientos) y su exposición a las tasas de interés son los siguientes:

	Al 31 de diciembre de 2020	Al 31 de diciembre de 2019
Interés fijo		
Menos de un año	113,174	43,370
De uno a dos años	105,652	200,172
De tres a cinco años	134,623	44,932
Total	353,449	288,474
Interés variable		
Menos de un año	77,053	18,947
De uno a dos años	64,352	99,060
De tres a cinco años	44,932	44,932
Total	186,337	162,939
Total préstamos	539,786	451,413

Ver Nota 18.5.2 para información sobre el valor razonable de los préstamos.

A continuación, se detalla el valor en libros de los préstamos vigentes al 31 de diciembre de 2020:

Subsidiaria	Banco	Fecha de suscripción	Moneda	Capital	Interés	Tasa anual	Vencimiento	Valor en libros
Vista Argentina	Banco Galicia, Banco Itaú Unibanco, Banco Santander Río y Citibank NA ⁽¹⁾	Julio 2018	US	150,000	Variable	LIBOR + 4.5%	Julio 2023	277,353
				150,000	Fijo	8%		
Vista Argentina		Julio 2020	ARS	806,738	Variable	Badcor + 8.5%	Enero 2022	10,977
				161,348	Fijo	43%		
Vista Argentina	Banco BBVA	Julio 2019	US	15,000	Fijo	9.4%	Julio 2022	11,853
Vista Argentina	Banco BBVA	Abril 2020	ARS	725,000	Variable	TM20 + 6%	Abril 2021	4,676
Vista Argentina	Banco Macro	Julio 2020	ARS	1,800,000	Variable	Badlar + 9%	Julio 2021	23,217
Vista Argentina	Banco BBVA	Julio 2020	ARS	120,424	Variable	Badlar + 8%	Enero 2022	1,509
Vista Argentina	Banco BBVA	Octubre 2020	ARS	130,482	Variable	Badlar + 8%	Abril 2022	1,659
Vista Argentina	Bolsas y Mercados Argentinos S.A.	Diciembre 2020	ARS	1,965,000	Fijo	31%	Enero 2021	9,061 ⁽²⁾

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

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2020 y 2019 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2020 y 2019.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

⁽¹⁾ Al 31 de diciembre de 2020, la Compañía debe cumplir con las siguientes restricciones, según los parámetros definidos en el contrato de préstamo:

- (i) La relación de la deuda neta consolidada sobre el EBITDA (“Earnings Before Interest, Tax, Depreciation and Amortization”) consolidado.
- (ii) El Índice de Cobertura de Intereses Consolidado al último día de cada trimestre fiscal. El “Ratio de Cobertura de Interés Consolidada” significará la proporción de (a) EBITDA consolidado sobre (b) Gastos de Intereses Consolidados para dicho período.

Esta línea de crédito incluye restricciones que restringen, pero no prohíben, entre otras cosas a Vista Argentina, Vista Holding I y Vista Holding II la capacidad de la Compañía para: (i) incurrir o garantizar deuda adicional; (ii) crear gravámenes sobre sus activos para garantizar la deuda; (iii) disponer de activos; (iv) fusionar o consolidar con una persona o un vendedor o vender o disponer de la totalidad o sustancialmente de todos sus activos; (v) cambiar la línea de negocio existente; (vi) declarar o pagar dividendos o devolver cualquier capital; (vii) hacer inversiones; (viii) realizar transacciones con afiliados; y (ix) cambiar las prácticas contables existentes.

Al 31 de diciembre de 2020 y 2019, no hubo incumplimiento de dichas restricciones afirmativas y negativas.

Durante julio 2020, la Compañía y sus subsidiarias Vista Argentina, Vista Holding I y Vista Holding II, celebraron diferentes acuerdos para refinanciar 45,000 del Préstamo Sindicado, mediante la celebración de un nuevo contrato de préstamo sindicado (“Préstamo Sindicado ARS”) por un monto en pesos argentinos equivalente a 40,500 desembolsable en dos tramos: el primero de 13,500 en julio de 2020 y el segundo de 27,000 en enero de 2021 (Ver Nota 36) y a su vez el diferimiento del pago de un tramo de 4,500 con vencimiento original en 2020 a un nuevo plazo de vencimiento en 2022. Finalmente, como parte de la tercera enmienda al contrato de Préstamo Sindicado ARS se incorporaron modificaciones a ciertas definiciones y compromisos financieros. Derivado a la modificación de esta deuda no existieron cargos financieros adicionales reconocidos en los resultados del ejercicio.

⁽²⁾ Importe neto de 17,023 de inversiones a corto plazo otorgadas en garantías.

Adicionalmente, durante los años finalizados el 31 de diciembre de 2020 y 2019, Vista Argentina ha emitido títulos de deuda simples no convertibles, bajo el nombre “Programa de Notas”, aprobado por la Comisión Nacional de Valores (“CNV”) de la República de Argentina. En la siguiente tabla se detallan los valores en libro de las obligaciones negociables (“ON”):

Subsidiaria	Instrumento	Fecha de suscripción	Moneda	Capital	Interés	Tasa anual	Vencimiento	Valor en libros
Vista Argentina	ON I	Julio 2019	US	50,000	Fijo	7.88%	Julio 2021	50,485
Vista Argentina	ON II	Agosto 2019	US	50,000	Fijo	8.5%	Agosto 2022	50,267
Vista Argentina	ON III	Febrero 2020	US	50,000	Fijo	3.5%	Febrero 2024	50,168
Vista Argentina	ON IV	Agosto 2020	ARS	725,650	Variable	Badlar + 1.37%	Febrero 2022	8,930
Vista Argentina	ON V	Agosto 2020	US	20,000	Fijo	0%	Agosto 2023	19,787
		Diciembre 2020	US	10,000	Fijo	0%	Agosto 2023	9,910
Vista Argentina	ON VI	Diciembre 2020	US	10,000	Fijo	3.24%	Diciembre 2024	9,934

Bajo el mencionado Programa de Notas, la Compañía puede ofrecer públicamente y emitir títulos de deuda en Argentina por un monto total de capital de hasta 800,000 o su equivalente en otras monedas en cualquier momento.

18.1.1. Financiamiento OPIC

El 11 de septiembre de 2019, el Consejo de Administración de Overseas Private Investment Corporation (“OPIC”) aprobó el otorgamiento de un financiamiento por hasta 300,000 a Vista Argentina y 150,000 a Aleph, por un plazo de hasta 10 años, los cuales se encuentran sujetos a la celebración de los documentos definitivos. A la fecha de estos estados financieros consolidados, no se han realizado disposiciones de esta línea de crédito.

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

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2020 y 2019 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2020 y 2019.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

18.2 Cambios en el pasivo por actividades de financiamiento

Los movimientos en los préstamos fueron los siguientes:

	Al 31 de diciembre de 2020	Al 31 de diciembre de 2019
Saldos al inicio del año	451,413	304,767
Préstamos recibidos ⁽¹⁾	198,618	234,728
Intereses por préstamos ⁽²⁾ (Nota 11.2)	47,923	34,159
Pagos costos de emisión de préstamos	(2,259)	(1,274)
Pago de intereses de los préstamos	(43,756)	(32,438)
Pago de capital de los préstamos	(98,761)	(90,233)
Costo amortizado ⁽²⁾ (Nota 11.3)	2,811	2,076
Fluctuación cambiaria de moneda extranjera ⁽²⁾	(16,203)	(372)
Saldos al cierre del año	539,786	451,413

⁽¹⁾ Incluye 201,728 netos de 3,110 de bonos del gobierno otorgados en garantías, los cuales no originaron flujos de efectivo.

⁽²⁾ Transacciones que no originaron flujos de efectivo.

18.3 Títulos Opcionales

Junto con la emisión de las acciones comunes de la Serie A en la OPI, la Compañía colocó 65,000,000 de títulos opcionales para comprar un tercio de las acciones comunes de la Serie A un precio de ejercicio de 11.50 US/acción (los "Títulos opcionales 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 US 18.00 y la Compañía decide terminar anticipadamente el período de ejercicio de los mismos. 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 mediante un ejercicio "sin pago en efectivo". Si la Compañía elige el ejercicio sin pago 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 acta de emisión de los Títulos Opcionales, que captura el promedio de equivalente en US 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 de títulos opcionales para comprar un tercio de una acción ordinaria Serie A a un precio de ejercicio de 11.50 US/acción (los "Títulos opcionales") por 14,840 en una colocación privada que se realizó concurrentemente con el cierre de la OPI en México. Los títulos opcionales son idénticos y fungibles con los Títulos de suscripción de acciones de la Serie A; sin embargo, los primeros, podrían tener diferencias en relación con su terminación anticipada y 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 opcionales son mantenidos por otras personas, entonces serán ejercitadas sobre la misma base que los otros títulos.

El 15 de agosto de 2018, comenzó el período de ejercicio de los Títulos Opcionales.

El 13 de febrero de 2019, la Compañía completó la venta de 5,000,000 de títulos opcionales para la compra de un tercio de las acciones comunes Serie A de conformidad con un acuerdo de compra a plazo y cierto compromiso de suscripción, a un precio de ejercicio de 11.50 US/acción (los "Títulos de suscripción de acciones").

Al 31 de diciembre de 2020 y 2019 ninguno de los tenedores de Títulos Opcionales ha ejercido sus derechos conforme a los mismos.

El pasivo por los títulos Opcionales 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.

	Al 31 de diciembre de 2020	Al 31 de diciembre de 2019
<u>No corriente</u>		
Títulos opcionales	362	16,860
Total no corriente	362	16,860

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

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2020 y 2019 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2020 y 2019.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

18.4 Instrumentos financieros por categoría

El siguiente cuadro presenta los instrumentos financieros por categoría:

Al 31 de diciembre de 2020	Activos/Pasivos financieros a costo amortizado	Activos/Pasivos financieros a valor razonable	Total Activos/Pasivos financieros
Activos			
Bonos del gobierno americano (Nota 23)	8,004	-	8,004
Cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar (Nota 17)	546	-	546
Total activos financieros no corrientes	8,550	-	8,550
Caja, bancos e inversiones corrientes (Nota 20)	170,851	32,096	202,947
Cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar (Nota 17)	30,109	-	30,109
Total activos financieros corrientes	200,960	32,096	233,056
Pasivos			
Préstamos (Nota 18.1)	349,559	-	349,559
Títulos opcionales (Nota 18.3)	-	362	362
Pasivos por arrendamiento (Nota 15)	17,498	-	17,498
Total pasivos financieros no corrientes	367,057	362	367,419
Préstamos (Nota 18.1)	190,227	-	190,227
Cuentas por pagar y otras cuentas por pagar (Nota 26)	118,619	-	118,619
Pasivos por arrendamiento (Nota 15)	6,183	-	6,183
Total pasivos financieros corrientes	315,029	-	315,029
Al 31 de diciembre de 2019	Activos/Pasivos financieros a costo amortizado	Activos/Pasivos financieros a valor razonable	Total Activos/Pasivos financieros
Activos			
Bonos del gobierno americano (Nota 23)	7,882	-	7,882
Cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar (Nota 17)	4,372	-	4,372
Total activos financieros no corrientes	12,254	-	12,254
Caja, bancos e inversiones corrientes (Nota 20)	251,245	8,783	260,028
Cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar (Nota 17)	70,191	-	70,191
Total activos financieros corrientes	321,436	8,783	330,219
Pasivos			
Préstamos (Nota 18.1)	389,096	-	389,096
Títulos opcionales (Nota 18.3)	-	16,860	16,860
Pasivos por arrendamiento (Nota 15)	9,372	-	9,372
Cuentas por pagar y otras cuentas por pagar (Nota 26)	419	-	419
Total pasivos financieros no corrientes	398,887	16,860	415,747
Cuentas por pagar y otras cuentas por pagar (Nota 26)	98,269	-	98,269
Préstamos (Nota 18.1)	62,317	-	62,317
Pasivos por arrendamiento (Nota 15)	7,395	-	7,395
Total pasivos financieros corrientes	167,981	-	167,981

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

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2020 y 2019 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2020 y 2019.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

Los ingresos, gastos, ganancias y pérdidas derivadas de cada una de las categorías de instrumentos financieros se indican a continuación:

Por el año finalizado el 31 de diciembre de 2020:

	Activos/Pasivos financieros a costo amortizado	Activos/Pasivos financieros a valor razonable	Total
Ingresos por intereses (Nota 11.1)	822	-	822
Gastos por intereses (Nota 11.2)	(47,923)	-	(47,923)
Costo amortizado (Nota 11.3)	(2,811)	-	(2,811)
Cambios en el valor razonable de los títulos opcionales (Nota 11.3)	-	16,498	16,498
Fluctuación cambiaria de moneda extranjera, neta (Nota 11.3)	3,068	-	3,068
Descuento de activos y pasivos a valor presente (Nota 11.3)	(3,432)	-	(3,432)
Deterioro de activos financieros (Nota 11.3)	(4,839)	-	(4,839)
Cambios en el valor razonable de activos financieros (Nota 11.3)	-	(645)	(645)
Gastos por intereses de arrendamiento (Nota 11.3)	(1,641)	-	(1,641)
Descuento de obligación por taponamiento y abandono de pozos (Nota 11.3)	(2,584)	-	(2,584)
Otros (Nota 11.3)	633	-	633
Total	(58,707)	15,853	(42,854)

Por el año finalizado el 31 de diciembre de 2019:

	Activos/Pasivos financieros a costo amortizado	Activos/Pasivos financieros a valor razonable	Total
Ingresos por intereses (Nota 11.1)	3,770	-	3,770
Gastos por intereses (Nota 11.2)	(34,163)	-	(34,163)
Costo amortizado (Nota 11.3)	(2,076)	-	(2,076)
Cambios en el valor razonable de los títulos opcionales (Nota 11.3)	-	6,840	6,840
Fluctuación cambiaria de moneda extranjera, neta (Nota 11.3)	(2,991)	-	(2,991)
Descuento de activos y pasivos a valor presente (Nota 11.3)	(10)	-	(10)
Cambios en el valor razonable de activos financieros (Nota 11.3)	-	873	873
Gastos por intereses de arrendamiento (Nota 11.3)	(1,561)	-	(1,561)
Descuento de obligación por taponamiento y abandono de pozos (Nota 11.3)	(1,723)	-	(1,723)
Otros (Nota 11.3)	(67)	-	(67)
Total	(38,821)	7,713	(31,108)

18.5 Valor razonable

Esta nota brinda información sobre como la Compañía determina el valor razonable de los activos y pasivos financieros.

18.5.1 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).

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

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2020 y 2019 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2020 y 2019.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

- 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 2020 y 2019:

Al 31 de diciembre de 2020	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3	Total
Activos				
<i>Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados</i>				
Inversiones corrientes	32,096	-	-	32,096
Total activos	32,096	-	-	32,096
Al 31 de diciembre de 2020	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3	Total
Pasivos				
<i>Pasivos financieros a valor razonable con cambios en resultados</i>				
Títulos opcionales	-	-	362	362
Total pasivos	-	-	362	362
Al 31 de diciembre de 2019	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3	Total
Activos				
<i>Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados</i>				
Inversiones corrientes	8,783	-	-	8,783
Total activos	8,783	-	-	8,783
Al 31 de diciembre de 2019	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3	Total
Pasivos				
<i>Pasivos financieros a valor razonable con cambios en resultados</i>				
Títulos opcionales	-	-	16,860	16,860
Total pasivos	-	-	16,860	16,860

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 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 los años finalizados al 31 de diciembre de 2019 al 2020 y del 31 de diciembre de 2018 al 2019.

El valor razonable de 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 remanente de los títulos opcionales

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

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2020 y 2019 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2020 y 2019.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

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 opcionales el 31 de diciembre de 2020 y 2019:

	<u>Al 31 de diciembre de 2020</u>	<u>Al 31 de diciembre de 2019</u>
Volatilidad anualizada	40.212%	22.941%
Tasa de interés libre de riesgo doméstico	4.344%	6.562%
Tasa de interés libre de riesgo extranjero	0.129%	1.697%
Vida remanente	2.29 años	3.31 años

Esta es una medición de valor razonable recurrente de Nivel 3. Las entradas clave de Nivel 3 utilizadas por la Gerencia para determinar el valor razonable son el precio de mercado y la volatilidad esperada. Al 31 de diciembre de 2020: (i) si el precio de mercado aumentara en 0,10, esto aumentaría la obligación en aproximadamente 76; (ii) si el precio de mercado disminuyera 0,10, esto disminuiría la obligación en aproximadamente 66; (iii) si la volatilidad aumentara en 50 puntos básicos, esto aumentaría la obligación en aproximadamente 32; y (iv) si la volatilidad disminuyera en 50 puntos básicos, esto disminuiría la obligación en aproximadamente 31.

Igualmente al 31 de diciembre de 2019: (i) si el precio de mercado aumentara en 0,10, esto aumentaría la obligación en aproximadamente 901; (ii) si el precio de mercado disminuyera 0,10, esto disminuiría la obligación en aproximadamente 878; (iii) si la volatilidad aumentara en 50 puntos básicos, esto aumentaría la obligación en aproximadamente 506; y (iv) si la volatilidad disminuyera en 50 puntos básicos, esto disminuiría la obligación en aproximadamente 519.

	<u>Al 31 de diciembre de 2020</u>	<u>Al 31 de diciembre de 2019</u>
<i>Reconciliación de las mediciones de valor razonable de Nivel 3</i>		
Saldo del pasivo de título opcionales al comienzo del año (Ganancia) en el valor razonable de los títulos opcionales (Nota 11.3)	16,860	23,700
	<u>(16,498)</u>	<u>(6,840)</u>
Saldo al cierre del año (Nota 18.3)	<u>362</u>	<u>16,860</u>

18.5.2 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, la Compañía considera 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 2020	<u>Valor en libros</u>	<u>Valor razonable</u>	<u>Nivel</u>
Pasivos			
Préstamos	<u>539,786</u>	<u>567,381</u>	2
Total pasivos	<u>539,786</u>	<u>567,381</u>	
Al 31 de diciembre de 2019	<u>Valor en libros</u>	<u>Valor razonable</u>	<u>Nivel</u>
Pasivos			
Préstamos	<u>451,413</u>	<u>416,845</u>	2
Total pasivos	<u>451,413</u>	<u>416,845</u>	

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2020 y 2019 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2020 y 2019.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

18.6 Objetivos y políticas de gestión de riesgos de instrumentos financieros.

18.6.1 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 y existe una metodología de gestión de riesgos integrada centrada en el seguimiento de los riesgos que afectan a toda la Compañía. Dicha estrategia 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 gestión de riesgos financieros está controlada por el Departamento Financiero de la Compañía, 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.

18.6.1.1 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 US y el ARS y otras monedas. Al 31 de diciembre de 2020 y 2019, la Compañía realizó operaciones de cobertura de tipo de cambio y el impacto en los resultados del año se registraron en “Otros resultados financieros”.

La mayoría de las ventas de la Compañía están denominadas directamente en US o la evolución de las ventas siguen la evolución de la cotización de esta moneda.

Durante el año finalizado el 31 de diciembre de 2020 y 2019, el ARS se devaluó aproximadamente en un 41% y 59%, respectivamente.

La siguiente tabla demuestra la sensibilidad a un cambio razonablemente posible en los tipos de cambio ARS frente al US, con todas las demás variables mantenidas 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 US, la moneda funcional de la Compañía. La exposición de la Compañía a los cambios de moneda extranjera para todas las demás monedas no resulta significativa.

	Al 31 de diciembre de 2020	Al 31 de diciembre de 2019
Variación en la tasa en pesos argentinos	+/- 50%	+/- 33%
Efecto en la utilidad o pérdida	(22,170) / 22,170	(20,350) / 20,350
Efecto en el patrimonio	(22,170) / 22,170	(20,350) / 20,350

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% acumulado a diciembre de 2017.

Durante los años finalizados el 31 de diciembre de 2020 y 2019, el ARS se devaluó aproximadamente un 41% y 59% respectivamente. Para el año finalizado el 31 de diciembre de 2020, la tasa de interés disminuyó 26 puntos porcentuales

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

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2020 y 2019 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2020 y 2019.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

aproximadamente con respecto a una tasa de interés promedio del ejercicio 2019, la cual ascendió al 65%. Al 31 de diciembre de 2020 y 2019 la tasa acumulada de inflación a 3 años alcanzó un nivel de alrededor del 200% y 180% respectivamente.

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 que 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 antes de impuestos en relación con los activos financieros a valor razonable con cambios en resultados detallados en la Nota 18.5 de estos estados financieros consolidados:

	Al 31 de diciembre de 2020	Al 31 de diciembre de 2019
Variación en bonos del gobierno	+/- 10%	+/- 10%
Efecto en la utilidad antes de impuesto	163 / (163)	530 / (530)
Variación en fondos comunes de inversión	+/- 10%	+/- 10%
Efecto en la utilidad antes de impuesto	3,046 / (3,046)	366 / (366)

Riesgo de tasa de interés en flujo de efectivo y valor razonable

La gestión del riesgo de tasa de interés busca minimizar 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 podrían ser considerablemente más elevadas que las tasas variables. Al 31 de diciembre de 2020 y 2019, aproximadamente el 35% y 36% del endeudamiento estaba sujeto a tasas de interés variables. Para el año finalizado el 31 de diciembre de 2020 y 2019, la tasa de interés variable para los préstamos denominados en US era del 5.69% y 6.67% respectivamente, y para los préstamos denominados en ARS de 38.81% y 51.90%, respectivamente.

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.

Por los años finalizados el 31 de diciembre de 2020 y 2019, la Compañía no utilizó instrumentos financieros derivados para mitigar los riesgos asociados con las fluctuaciones en las tasas de interés.

18.6.1.2 Riesgo de crédito

La Compañía establece límites de crédito, según las definiciones de la Gerencia en base a calificaciones internas o externas. 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 sujeto a la política, los procedimientos y los

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

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2020 y 2019 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2020 y 2019.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

controles establecidos por la Compañía relacionados con la gestión del riesgo de crédito del cliente. Las cuentas por cobrar pendientes son monitoreadas regularmente.

El riesgo de crédito representa la exposición a posibles pérdidas resultantes del incumplimiento de los clientes por las obligaciones asumidas. Este riesgo se deriva principalmente de factores económicos y financieros.

La Compañía ha establecido una reserva para pérdidas crediticias esperadas que representa la mejor estimación de posibles pérdidas asociadas con las cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar.

La Compañía tiene la siguiente concentración de riesgo de crédito con respecto a su participación en todas las cuentas por cobrar al 31 de diciembre de 2020 y 2019 y en los ingresos por cada año.

	Al 31 de diciembre de 2020	Al 31 de diciembre de 2019
Porcentajes sobre el total de cuentas por cobrar:		
Clientes		
Raizen Argentina S.A.	25%	34%
Trafigura Argentina S.A.	25%	31%
Camuzzi Gas Pampeana S.A.	13%	16%

	Al 31 de diciembre de 2020	Al 31 de diciembre de 2019
Porcentajes sobre los ingresos de contratos con clientes por producto:		
Petróleo crudo		
Trafigura Argentina S.A.	46%	45%
Trafigura Pte LTD	17%	-
Raizen Argentina S.A.	17%	53%
ENAP Refinerías S.A.	12%	-

Gas Natural		
Camuzzi Gas Pampeana S.A.	29%	22%
Rafael G. Albanesi S.A.	22%	22%
Metroenergía S.A.	13%	14%
San Atanasio Energía S.A.	4%	2%
Cía. Inversora de Energía S.A.	3%	7%

Ningún otro cliente individual tiene una participación significativa en el monto total de estas cuentas por cobrar o ingresos que excedan el 10% en alguno de los años 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.

La Compañía no mantiene garantías como seguros. La Compañía 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 de la Compañía:

Al 31 de diciembre de 2020	A vencer	<90 días	90–365 días	>365 días	Total
Días vencidos					
Importe bruto total estimado del incumplimiento	18,236	5,024	3	-	23,263
Pérdida crediticia esperada	-	-	(3)	-	(3)
					23,260

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

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2020 y 2019 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2020 y 2019.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

Al 31 de diciembre de 2019	A vencer	<90 días	90–365 días	>365 días	Total
Días vencidos					
Importe bruto total estimado del incumplimiento	46,490	6,189	100	-	52,779
Pérdida crediticia esperada	-	-	(100)	-	(100)
					52,679

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.

18.6.1.3 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.

Como se menciona en la Nota 18.1, y como respuesta de la Compañía a los efectos del COVID-19 y la caída de los precios del petróleo, durante julio 2020, la Compañía y sus subsidiarias Vista Argentina, Vista Holding I y Vista Holding II, celebraron diferentes acuerdos para refinanciar 45,000 del Préstamo Sindicado, mediante la celebración de un nuevo contrato de Préstamo Sindicado ARS por un monto en pesos argentinos equivalente a 40,500 desembolsable en dos tramos: el primero de 13,500 en julio de 2020 y el segundo de 27,000 en enero de 2021 (Ver Nota 36) y a su vez el diferimiento del pago de un tramo de 4,500 con vencimiento original en 2020 a un nuevo plazo de vencimiento en 2022. Finalmente, como parte de la tercera enmienda al contrato de Préstamo Sindicado ARS se incorporaron modificaciones a ciertas definiciones y compromisos financieros, esto con la finalidad de fortalecer la liquidez del grupo durante este período de alta incertidumbre global.

El exceso de efectivo y los saldos por encima de los requisitos de gestión del capital de trabajo son administrados por el departamento financiero de la Compañía, que los invierte en fondos comunes de inversión y fondos monetarios de mercado seleccionando instrumentos con monedas y vencimientos oportunos, 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 2020 y 2019:

	Al 31 de diciembre de 2020	Al 31 de diciembre de 2019
Activos Corrientes	267,836	372,571
Pasivos Corrientes	333,738	193,036
Índice de liquidez	0.803	1.930

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.

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

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2020 y 2019 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2020 y 2019.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

Los importes mostrados en la tabla son los flujos de fondos contractuales no descontados.

	Pasivos financieros, excluyendo préstamos	Préstamos	Total
Al 31 de diciembre de 2020			
A vencer:			
Menos de un año	124,802	190,227	315,029
De uno a dos años	5,733	170,004	175,737
De dos a cinco años	12,127	179,555	191,682
Total	142,662	539,786	682,448
Al 31 de diciembre de 2019			
A vencer:			
Menos de un año	105,664	62,317	167,981
De uno a dos años	5,334	299,232	304,566
De dos a cinco años	21,317	89,864	111,181
Total	132,315	451,413	583,728

18.6.1.4 Otros riesgos

Acceso al mercado de cambios en Argentina

A continuación, se detalla el marco normativo establecido por el Banco Central de la República Argentina (“BCRA”) durante el año finalizado el 31 de diciembre de 2020; por medio del cual se establecieron ciertos límites y ajustes para el atesoramiento y consumos en moneda distinta al ARS; y para la adquisición de divisas a las que puede acceder la Compañía:

(i) Comunicación “A” 7030 y complementarias

El 28 de mayo de 2020, por medio de la Comunicación “A” 7030 y complementarias, el BCRA estableció que para que una entidad financiera otorgue acceso a una Compañía al Mercado Único Libre de Cambio (“MULC”) para pagos de importaciones de bienes o servicios, pagos de capital e intereses de endeudamientos financieros con el exterior, y pago de utilidades y dividendos, entre otros conceptos, se debe contar con la conformidad previa del BCRA, o bien recibir una declaración jurada de dicha Compañía, que las entidades financieras deberán constatar que resulta compatible con los datos existentes en el sistema online establecido por el BCRA, respecto del cumplimiento de los siguientes requerimientos:

- a. La totalidad de sus tenencias de moneda distinta al ARS en el país se encuentran depositadas en una cuenta bancaria local, y no posee activos externos líquidos disponibles; y
- b. El compromiso de liquidar a través del mercado oficial, dentro de los 5 días hábiles de su puesta a disposición, aquellos fondos que se reciban del exterior. Dichos fondos incluyen los originados en el cobro de préstamos otorgados a terceros, cobro de depósitos a plazo, y cobro de ventas de cualquier otro activo, siempre que el activo hubiera sido adquirido, el depósito constituido, o el préstamo otorgado con posterioridad al 28 de mayo de 2020.

Adicionalmente, se establece que el BCRA debe dar conformidad para el acceso al MULC a efectos de la realización de pagos anticipados de importaciones de bienes; la cancelación de deudas originadas en importaciones de bienes; y la cancelación de servicios de capital de endeudamientos con el exterior cuando el acreedor sea una parte vinculada al deudor. Originalmente este requisito vencía el 30 de junio de 2020, pero tuvo repetidos diferimientos y la Comunicación “A” 7193 lo extendió hasta el 31 de marzo de 2021 inclusive.

(ii) Comunicación “A” 7106

El 15 de septiembre de 2020, mediante ésta comunicación el BCRA estableció que las compañías que posean deudas con acreedores del exterior (que no sean partes relacionadas) y cuyo vencimientos de capital operen entre el 15 de octubre de 2020 y el 31 de marzo de 2021; podrían acceder al MULC si presentaban un plan de refinanciación en base a los siguientes criterios:

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

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2020 y 2019 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2020 y 2019.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

(i) el monto neto no debe superar el 40% del monto de capital a cancelar; (ii) el resto del capital debe refinanciarse con un nuevo endeudamiento externo, con una vida promedio vencimiento de como mínimo 2 años.

Lo mencionado precedentemente, no será de aplicación cuando se trate de endeudamientos con organismos internacionales o sus agencias asociadas o garantizados por los mismos, o de endeudamientos otorgados al deudor por agencias oficiales de créditos o garantizados por los mismos, o bien el monto por el cual se accedería al mercado de cambios para la cancelación del capital de estos tipos de endeudamiento no supere el equivalente a un millón de dólares estadounidenses por mes calendario.

El 25 de febrero de 2021, mediante la Comunicación "A" 7230, el BCRA extendió los plazos mencionados precedentemente para quienes registren vencimientos de capital programados entre el 1 de abril y el 31 de diciembre de 2021.

(iii) Comunicación "A" 7133

El 09 de octubre de 2020, mediante ésta comunicación el BCRA estableció que un deudor podrá acceder al MULC para cancelar capital por sobre el límite de 40% al cual hace referencia la Comunicación "A" 7106, en la medida que registre liquidaciones en el MULC a partir del 9 de octubre de 2020 por un monto igual o superior al excedente sobre el 40% en concepto de (i) endeudamientos con el exterior, (ii) emisiones de títulos de deuda con registro público en el exterior o (iii) emisiones de títulos de deuda con registro público en el país denominadas en moneda distinta al ARS, que cumplan con las condiciones previstas en la normativa cambiaria para estas emisiones.

En el caso de títulos de deuda con registro público en el país o en el exterior; emitidos a partir del 9 de octubre de 2020; con una vida promedio no inferior a 2 años; y cuya entrega a los acreedores haya permitido alcanzar los parámetros previstos en el plan de refinanciación requerido por la norma; se considerará cumplimentado el requisito de liquidación de moneda distinta al ARS a los efectos del acceso al mercado de cambios para la cancelación de sus servicios de capital e intereses.

Al 31 de diciembre de 2020, la Compañía ha tomado todas las acciones necesarias para estar en cumplimiento con lo establecido por comunicaciones antedichas y continúa monitoreando nuevos cambios al marco normativo y el impacto que tienen en la cancelación de deudas en monedas distintas al ARS.

Nota 19. Inventarios

	Al 31 de diciembre de 2020	Al 31 de diciembre de 2019
Materiales y repuestos	7,743	16,074
Inventario petróleo crudo (Nota 6.2)	6,127	3,032
Total	13,870	19,106

Nota 20. Caja, bancos e inversiones corrientes

	Al 31 de diciembre de 2020	Al 31 de diciembre de 2019
Fondos monetarios de mercado	167,553	107,041
Fondos comunes de inversión	30,886	7,756
Bancos	2,875	139,931
Bonos del gobierno	1,633	5,300
Total	202,947	260,028

A los fines del estado de flujos de efectivo consolidado, el efectivo y los equivalentes de efectivo incluyen los recursos disponibles en efectivo y en banco y aquellas inversiones con un vencimiento inferior a tres meses. A continuación se muestra una conciliación entre caja, bancos e inversiones corrientes y el efectivo y equivalente de efectivo:

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

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2020 y 2019 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2020 y 2019.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

	Al 31 de diciembre de 2020	Al 31 de diciembre de 2019
Caja, bancos e inversiones corrientes	202,947	260,028
Menos		
Bonos del gobierno	(1,633)	(5,300)
Efectivo y equivalentes de efectivo restringido ⁽¹⁾	-	(20,498)
Efectivo y equivalentes de efectivo	201,314	234,230

⁽¹⁾ Al 31 de diciembre de 2019 correspondía al efectivo y equivalentes de efectivo de Aleph, el cual sólo podía ser utilizado para los fines mencionados en la Nota 28.

Nota 21. Capital social y gestión del riesgo de capital

21.1 Capital social

El siguiente cuadro muestra una conciliación de los movimientos en el capital social de la Compañía para los años finalizados el 31 de diciembre del 2020 y 2019:

	Series A Público Inversionista	Series A Colocación Privada	Series B	Series C	Total
Saldo al 31 de diciembre de 2018	423,017	90,238	-	-	513,255
Número de acciones	60,909,315	9,500,000	-	2	70,409,317
Valor neto de acciones Serie A del 13 de febrero de 2019	55,000	-	-	-	55,000
Número de acciones	5,500,000	-	-	-	5,500,000
Valor neto de acciones Serie A del 25 de julio de 2019	91,143	-	-	-	91,143
Número de acciones	10,906,257	-	-	-	10,906,257
Acciones Serie A a concederse en LTIP	-	1	-	-	1
Número de acciones	-	317,932	-	-	317,932
Saldo al 31 de diciembre de 2019	569,160	90,239	-	-	659,399
Número de acciones	77,315,572	9,817,932	-	2	87,133,506
Acciones Serie A a concederse en LTIP	-	1	-	-	1
Número de acciones	-	717,782	-	-	717,782
Saldo al 31 de diciembre de 2020	569,160	90,240	-	-	659,400
Número de acciones	77,315,572	10,535,714	-	2	87,851,288

1) Series A Público Inversionista

El 15 de agosto de 2017, la Compañía concluyó su OPI en la BMV; y como resultado de la misma se emitieron 65,000,000 de acciones comunes Serie A por un monto de 650,017 menos los costos 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 Inicial de Negocios.

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

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2020 y 2019 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2020 y 2019.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

El 4 de abril de 2018, la Compañía consumó su Combinación Inicial de Negocios, por un monto de 653,781 menos costos de emisión de 26,199, dichos fondos corresponden a los montos acumulados en la Cuenta de Fideicomiso.

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 (Nota 34) y, como resultado, se capitalizó una cantidad de 442,491 netos de gastos de oferta pagados por una cantidad de 6,700 que fueron capitalizados a esa fecha. Adicionalmente, en la misma fecha, la Compañía pago gastos de ofertas diferidos relacionados al 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.

Con fecha 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 la compra de acciones series A por un monto acordado de 55,000 con Kensington Investments B.V., de acuerdo con un contrato de compra a plazo y el compromiso de suscripción.

El 25 de julio de 2019, la Compañía realizó una oferta pública en México y Estados Unidos, mediante la colocación de 10,906,257 acciones Serie A, que consistió en:

- (i) una oferta internacional en los Estados Unidos y otros países fuera de México de 10,091,257 de American Depositary Shares "ADS", cada uno representando una Acción Serie A a un precio de 9.25 US/ADS. Los ADS cotizan en NYSE bajo el símbolo "VIST"; y
- (ii) una oferta simultánea en México de 815,000 Acciones Serie A a un precio en pesos mexicano equivalente a US 9.25 por Acción Serie A.

Por la oferta global la Compañía obtuvo recursos netos de gastos de emisión por 91,143.

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 a través de la suscripción de 100,000,000 de acciones Serie A como resultado de una posible combinación inicial de negocios. 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 como parte del mismo proceso de suscripción. Los costos asociados con el proceso de suscripción de las acciones ascendieron a 4,073.

Como se revela en la Nota 34, el 22 de marzo de 2018, los accionistas de la Compañía aprobaron que 8,750,000 se mantengan en tesorería para implementar el 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 descrito 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.

Durante el ejercicio de 2020 y 2019, la Compañía emitió 717,782 y 317,932 acciones serie A que se encontraban en su tesorería para concederse en el LTIP.

Al 31 de diciembre de 2020 y 2019, el capital social variable de la Compañía es de 87,851,286 y 87,133,504 acciones Serie A sin valor nominal, respectivamente, cada una de las cuales otorga derecho a un voto, las cuales están totalmente suscritas y pagadas. Al 31 de diciembre de 2020 y 2019, el capital común autorizado de la Compañía incluye 40,940,953 y 41,658,735 acciones comunes Serie A que se encuentran en tesorería, y pueden ser usadas con los títulos opcionales, los contratos de compra a plazo y LTIP.

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

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2020 y 2019 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2020 y 2019.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

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, se resolvió, entre otros asuntos, aumentar la parte variable del capital social de la Compañía por un monto de 25,000 a través de la emisión de acciones ordinarias, nominativas, sin expresión de su valor nominal.

Con fecha 4 de abril de 2018, dichas acciones fueron convertidas a acciones Serie A.

4) Series C

La porción variable del capital social es una cantidad ilimitada, de acuerdo con el estatuto social y las leyes aplicables, mientras que la porción fija de capital social está dividida en 2 acciones clase C.

21.2 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 y generar ganancias para sus accionistas y beneficios para otras partes interesadas; así como mantener una estructura de capital óptima.

A tal efecto, la Compañía puede ajustar el monto de los dividendos pagados a sus accionistas o reembolsar el capital; emitir nuevas acciones; realizar programas de recompra de acciones o venta activos para reducir su deuda. La Compañía monitorea su capital en función del índice de apalancamiento. Esta relación se calcula dividiendo: (i) la deuda neta (préstamos bancarios y pasivos por arrendamiento totales menos caja, bancos e inversiones corrientes) por; (ii) el capital total (capital de los accionistas, más reservas que se muestran en el estado de situación financiera).

El índice de apalancamiento al 31 de diciembre de 2020 y 2019 fue el siguiente:

	Al 31 de diciembre de 2020	Al 31 de diciembre de 2019
Total préstamos y pasivo por arrendamiento	563,467	468,180
Menos: caja, bancos e inversiones corrientes	(202,947)	(260,028)
Deuda neta	360,520	208,152
Total capital contable	508,518	603,716
Índice de apalancamiento	71.00%	34.00%

No se realizaron cambios en los objetivos, políticas o procesos para la gestión de capital durante los años finalizados el 31 de diciembre de 2020 y 2019.

Nota 22. Provisiones

	Al 31 de diciembre de 2020	Al 31 de diciembre de 2019
<u>No corriente</u>		
Obligación de taponamiento y abandono de pozos	23,349	20,987
Remediación ambiental	560	159
Total no corriente	23,909	21,146
	Al 31 de diciembre de 2020	Al 31 de diciembre de 2019
<u>Corriente</u>		
Obligación de taponamiento y abandono de pozos	584	761
Remediación ambiental	1,141	2,340
Contingencias	359	322
Total corriente	2,084	3,423

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2020 y 2019 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2020 y 2019.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

22.1 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, debe incurrir en costos asociados con el taponamiento y el abandono de pozos. La Compañía no ha otorgado ningún activo en garantía para liquidar tales obligaciones.

La provisión de taponamiento y abandono de pozos 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 del operador, según corresponda.

Se han realizado suposiciones basadas en el entorno económico actual, por lo que la Compañía 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. 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 utilizada en el cálculo de la provisión al 31 de diciembre de 2020 oscila entre 9.32% y 12.42% mientras que para el 31 de diciembre de 2019 es 10.59%.

La Compañía ha realizado un análisis de sensibilidad relacionado con la tasa de descuento. El aumento o disminución del 1% en la misma no tendría un impacto significativo en la obligación por taponamiento y abandono de pozos.

A continuación se detallan los movimientos del ejercicio de la provisión de taponamiento y abandono:

	Al 31 de diciembre de 2020	Al 31 de diciembre de 2019
Saldos al inicio del año	21,748	16,253
Descuento de obligación por taponamiento y abandono de pozos (Nota 11.3)	2,584	1,723
(Disminución) / Incremento por cambio en estimaciones capitalizadas	(366)	4,141
Importes incurridos por utilización	-	(236)
Diferencias de cambio	(33)	(133)
Saldos al cierre del año	23,933	21,748

22.2 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 misma no tendría un impacto significativo en la obligación por remediación ambiental.

A continuación se detallan los movimientos del ejercicio de la provisión de remediación ambiental:

	Al 31 de diciembre de 2020	Al 31 de diciembre de 2019
Saldos al inicio del año	2,499	3,724
Aumentos (Nota 10.2)	463	816
Diferencias de cambio	(1,261)	(2,041)
Saldos al cierre del año	1,701	2,499

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

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2020 y 2019 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2020 y 2019.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

22.3 Provisión para contingencias

La Compañía (directa o indirectamente a través de subsidiarias) forma parte de litigios comerciales, fiscales y laborales y reclamaciones que surgen en el curso ordinario de su negocio. Al 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.

Los reclamos totales y las acciones legales de la Compañía ascienden a un monto de 428 y 469, de los cuales ha estimado una pérdida probable de 359 y 322 al 31 de diciembre de 2020 y 2019, respectivamente.

Además, al 31 de diciembre de 2020 y 2019, la Compañía está involucrada en ciertos reclamos relacionados con acciones laborales, civiles y comerciales por 69 y 147, respectivamente, para las cuales no se ha reconocido una provisión, ya que no se estima probable que se requiera una salida de recursos que requieran beneficios económicos para liquidar la obligación. Ver Nota 29 para obtener detalles adicionales sobre las principales contingencias al 31 de diciembre de 2020 y 2019.

La Compañía, teniendo en cuenta la opinión sus asesores legales, considera que el monto de la provisión es suficiente para cubrir las contingencias que puedan ocurrir. No hay reclamos ni otros asuntos que, individualmente o en conjunto, no hayan sido provisionados o revelados por la Compañía, en estos estados financieros consolidados.

A continuación se detallan los movimientos del ejercicio de la provisión para contingencias:

	Al 31 de diciembre de 2020	Al 31 de diciembre de 2019
Saldos al inicio del año	322	349
Aumentos (Nota 10.2)	267	422
Diferencias de cambio	(230)	(386)
Importes incurridos por pagos	-	(63)
Saldos al cierre del año	359	322

Nota 23. Beneficios a empleados

A continuación se detallan las principales características de los planes de beneficios originalmente otorgados sólo a ciertos empleados de la operación conjunta Entre Lomas:

Aplica a empleados de la Compañía que cumplen ciertas condiciones, entre ellas, que hayan 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, por lo tanto son elegibles para recibir al retirarse un cierto monto de acuerdo con las disposiciones del plan.

Se basa en el último salario computable y el número de años trabajados después de deducir los beneficios del sistema de pensiones argentino administrado por la Administración Nacional de Seguridad Social ("ANSES").

Al momento de la jubilación, dichos empleados tienen derecho a recibir un pago mensual a valor constante, que se actualiza al final de cada año por el IPC publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas y Censos ("INDEC") de la Argentina. En el 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.

El 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 US o depósitos a plazo fijo para preservar el capital acumulado y obtener un rendimiento en línea con un perfil de riesgo moderado. Los fondos se invierten principalmente en bonos de EE. UU.; bonos del Tesoro y documentos comerciales con calificación de calidad.

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

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

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2020 y 2019 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2020 y 2019.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

por el plan, la Compañía tendrá derecho a la opción de usarlo, en cuyo caso deberá notificar al fiduciario. Al 31 de diciembre de 2020 los fondos se encontraban invertidos en bonos del gobierno americano y la Compañía no puede disponer de dichos recursos.

Los siguientes cuadros resumen los componentes del gasto neto y la obligación reconocidos en los estados financieros consolidado:

	Año finalizado el 31 de diciembre de 2020	Año finalizado el 31 de diciembre de 2019
Costo de servicios vigentes	(60)	(68)
Costo de intereses	(190)	(152)
Total	(250)	(220)

Al 31 de diciembre de 2019

	Valor actual de la obligación	Valor razonable del plan de activos	Pasivo neto al final del año
Saldos al inicio del año	(11,014)	7,712	(3,302)
<i>Conceptos clasificados como pérdida o ganancia</i>			
Costo de servicios vigentes	(68)	-	(68)
Costo de intereses	(541)	389	(152)
<i>Conceptos clasificados en otros resultados integrales</i>			
(Pérdidas) actuariales	(1,358)	(219)	(1,577)
Pagos de beneficios	630	(630)	-
Pago de contribuciones	-	630	630
Saldos al cierre del año	(12,351)	7,882	(4,469)

Al 31 de diciembre de 2020

	Valor actual de la obligación	Valor razonable del plan de activos	Pasivo neto al final del año
Saldos al inicio del año	(12,351)	7,882	(4,469)
<i>Conceptos clasificados como pérdida o ganancia</i>			
Costo de servicios vigentes	(60)	-	(60)
Costo de intereses	(587)	397	(190)
<i>Conceptos clasificados en otros resultados integrales</i>			
Ganancias / (Pérdidas) actuariales	735	(275)	460
Pagos de beneficios	798	(798)	-
Pago de contribuciones	-	798	798
Saldos al cierre del año	(11,465)	8,004	(3,461)

El valor razonable de los activos del plan al final de cada ejercicio por categoría es el siguiente:

	Al 31 de diciembre de 2020	Al 31 de diciembre de 2019
Bonos del gobierno americano	8,004	7,882
Total	8,004	7,882

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

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2020 y 2019 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2020 y 2019.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

A continuación, se muestran los pagos estimados de los beneficios esperados para los próximos diez (10) 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 31 de diciembre de 2020	Al 31 de diciembre de 2019
Menos de un año	901	871
De uno a dos años	889	851
De dos a tres años	899	836
De tres a cuatro años	884	856
De cuatro a cinco años	885	839
De seis a diez años	4,239	4,554

Las estimaciones actuariales significativas utilizadas fueron las siguientes:

	Al 31 de diciembre de 2020	Al 31 de diciembre de 2019
Tasa de descuento	5%	5%
Tasa de retorno de activos	5%	5%
Aumento de salario	1%	1%

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 943 (aumento en 1,199) al 31 de diciembre de 2020.

Si el crecimiento salarial esperado aumenta (disminuye) en un 1%, la obligación por beneficios definidos aumentaría en 70 (disminución en 62) al 31 de diciembre de 2020.

El análisis de sensibilidad detallado se ha determinado en función de los cambios razonablemente posibles de los supuestos respectivos que se producen al final de cada año 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 año anterior.

Además, al presentar el análisis de sensibilidad anterior, el valor presente de la obligación por beneficios definidos se ha calculado utilizando el método de crédito unitario proyectado al final de cada año de reporte, que es el mismo que el aplicado en el cálculo del pasivo por obligaciones por 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 24. Salarios y contribuciones sociales

	Al 31 de diciembre de 2020	Al 31 de diciembre de 2019
<u>Corriente</u>		
Provisión por gratificaciones y bonos	7,029	9,086
Salarios y contribuciones sociales	4,479	3,467
Total corriente	11,508	12,553

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

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2020 y 2019 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2020 y 2019.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

Nota 25. Otros impuestos y regalías por pagar

	<u>Al 31 de diciembre de 2020</u>	<u>Al 31 de diciembre de 2019</u>
<u>Corriente</u>		
Regalías	4,152	4,539
Retenciones de impuestos	843	866
IVA	46	597
Otros	76	38
Total corriente	<u>5,117</u>	<u>6,040</u>

Nota 26. Cuentas por pagar y otras cuentas por pagar

	<u>Al 31 de diciembre de 2020</u>	<u>Al 31 de diciembre de 2019</u>
<u>No Corriente</u>		
Cuentas por pagar:		
Canon extraordinario por el programa de promoción excedente de gas natural	-	419
Total no corriente	<u>-</u>	<u>419</u>
<u>Corriente</u>		
Cuentas por pagar:		
Proveedores	117,409	59,264
Total cuentas por pagar corriente	<u>117,409</u>	<u>59,264</u>

Otras cuentas por pagar:

Saldos con socios de operaciones conjuntas	664	69
Canon extraordinario por el programa de promoción excedente de gas natural	546	1,436
Partes relacionadas (Notas 27 y 28)	-	24,839
Otros pasivos (Nota 28)	-	12,661
Total otras cuentas por pagar corriente	<u>1,210</u>	<u>39,005</u>
Total corriente	<u>118,619</u>	<u>98,269</u>

Debido a la naturaleza a corto plazo de las cuentas por pagar y otras cuentas por pagar 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 27. Transacciones y saldos con partes relacionadas

La Nota 2.3 proporciona información sobre la estructura de la Compañía.

La siguiente tabla proporciona el monto total de los saldos que se han realizado con partes relacionadas durante el año:

	<u>Al 31 de diciembre de 2020</u>	<u>Al 31 de diciembre de 2019</u>
Otras cuentas por cobrar		
Corrientes		
REL Amsterdam ⁽¹⁾	-	2,355
Aleph Midstream Holding L.P. ⁽¹⁾	-	814
	<u>-</u>	<u>3,169</u>

⁽¹⁾ Corresponde a préstamos otorgados a inversores de Aleph, los cuales durante el año finalizado el 31 de diciembre de 2020 fueron dados de baja como parte de la transacción descrita en Nota 28.

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

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2020 y 2019 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2020 y 2019.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

	<u>Al 31 de diciembre de 2020</u>	<u>Al 31 de diciembre de 2019</u>
Otras cuentas por pagar		
Corrientes		
REL Amsterdam ⁽¹⁾	-	24,032
Aleph Midstream Holding L.P. ⁽¹⁾	-	807
	<u>-</u>	<u>24,839</u>

⁽¹⁾ Incluye otras cuentas por pagar originadas con el acuerdo de inversión de Aleph, referente a la cláusula de Opción de Venta. Ver Nota 28.

Los saldos pendientes al final de cada año no están garantizados 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 los años que finalizaron el 31 de diciembre de 2020 y 2019. La Compañía no ha registrado ningún deterioro de cuentas por cobrar con respecto a los montos adeudados por partes relacionadas. Esta evaluación se realiza al final de cada año, a través del examen de la situación financiera de la parte relacionada y el mercado en el que opera la misma.

Remuneración del personal directivo

A continuación se detallan los montos reconocidos en el estado de resultados y otros resultados integrales consolidados, relacionados con el personal clave de la compañía:

	<u>Al 31 de diciembre de 2020</u>	<u>Al 31 de diciembre de 2019</u>
Transacciones de pagos basados en acciones	8,699	9,175
Beneficios de corto plazo	7,273	9,080
Compensación total pagada al personal clave	<u>15,972</u>	<u>18,255</u>

Nota 28. Aleph Midstream

Al 31 de diciembre de 2018, la Compañía era accionista de Aleph por la totalidad de su capital social. Con fecha 27 de junio de 2019 VISTA firmó un acuerdo de inversión con una afiliada de Riverstone (parte relacionada) y una afiliada de Southern Cross Group (conjuntamente “los Socios”), para invertir en Aleph, una empresa de midstream en Argentina.

En el marco de dicho acuerdo, se acordó la escisión de un grupo de activos que se transferirán a Aleph a cambio de capital, a través de un acuerdo de escisión-fusión conforme se define a continuación:

Con fechas 17 y 18 de julio de 2019 los Consejos de Administración de Vista Argentina y Aleph, respectivamente, resolvieron iniciar las gestiones conducentes a la ejecución de una escisión-fusión de conformidad con las siguientes pautas: (i) escisión por parte de Vista Argentina de una porción de su patrimonio (“patrimonio escindido”) para el desarrollo por parte de Aleph de un proyecto de infraestructura para el procesamiento y transporte de hidrocarburos, como petróleo crudo y gas, en la Cuenca Neuquina en la República Argentina que incluye, entre otros activos y pasivos, (1) la planta de tratamiento de crudo ubicada en el área Entre Lomas, la planta de tratamiento de gas ubicada en el área Entre Lomas, la planta de tratamiento de crudo ubicada en el área 25 de Mayo-Medanito SE, las instalaciones para el tratamiento del agua de producción asociadas a las plantas de tratamiento de crudo en las áreas Entre Lomas y 25 de Mayo-Medanito SE; (2) los ductos que conectan las mencionadas plantas con el sistema troncal de transporte de crudo operado por Oldelval S.A. y de gas operado por Transportadora del Gas del Sur S.A., (ii) absorción por parte de Aleph del Patrimonio Escindido; y (iii) asunción y continuación por parte de Aleph de las actividades y obligaciones de la Compañía con relación al Patrimonio Escindido.

A partir de la fecha de la escisión, Aleph está en condiciones de asumir la explotación de los activos escindidos por Vista Argentina.

El 26 de febrero de 2020, el Consejo de Administración de la Compañía aprobó ciertos cambios en la participación de la Compañía en la estructura de capital de Aleph. La Compañía llega a un acuerdo con los Socios para readquirir la participación en el capital suscrito y en circulación de dichos Socios en Aleph, a un precio total de compra de 37,500 (cantidad equivalente a la totalidad del capital efectivamente aportado a Aleph por los Socios). La Compañía realizó dicho pago el 31 de marzo de 2020, y en consecuencia a partir de dicha fecha, Aleph se convirtió en una subsidiaria de propiedad absoluta de la Compañía.

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

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2020 y 2019 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2020 y 2019.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

Nota 29. Compromisos y contingencias

Para una descripción de los compromisos y contingencias de la Compañía con respecto a sus propiedades petróleo y gas. (Ver Nota 30.3).

29.1 Asociación de Superficies de la Patagonia (“ASSUPA”)

El 1° de julio de 2004, Vista Argentina (anteriormente Petrolera entre Lomas S.A. o “PELSA”) 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 neuquina, siendo PELSAs una de ellas.

ASSUPA reclama la remediación del daño ambiental general supuestamente causado en la ejecución de actividades propias de la explotación de hidrocarburos, 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. El demandante 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, y oponiéndose a la petición del 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. La CSJN también rechazó las medidas cautelares y otros procedimientos relacionados con dicha solicitud. Vista Argentina, 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.

A la fecha de emisión de estos estados financieros el expediente no se ha abierto a prueba aún, por cuanto las partes se encuentran en proceso de digitalización de las contestaciones de demanda y documental acompañada.

Nota 30. Operaciones en consorcios de hidrocarburos

30.1 Consideraciones generales

Las áreas hidrocarburífera son operadas mediante el otorgamiento de permisos de exploración o concesiones de explotación por parte del gobierno nacional o provincial bajo la base de la libre disponibilidad de los hidrocarburos que se producen.

30.2 Áreas de petróleo y gas y participación en operaciones conjuntas

Al 31 de diciembre de 2020, la Compañía a través de sus subsidiarias es titular y 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	Hasta el año
<u>Argentina</u>				
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	100%	Vista Argentina	2026
Entre Lomas	Neuquén	100%	Vista Argentina	2026
Agua Amarga - “Charco del Palenque”	Río Negro	100%	Vista Argentina	2034
Agua Amarga - “Jarilla Quemada”	Río Negro	100%	Vista Argentina	2040
Coirón Amargo Sur Oeste	Neuquén	10%	Shell Argentina S.A.	2053
Coirón Amargo Norte	Neuquén	84.62%	Vista Argentina	2036
Acambuco - “San Pedrito”	Salta	1.5%	Pan American Energy	2036

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

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2020 y 2019 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2020 y 2019.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

Nombre	Ubicación	Participación	Operador	Hasta el año
Acambuco - "Macueca"	Salta	1.5%	Pan American Energy	2040
Sur Río Deseado Este	Santa Cruz	16.9%	Alianza Petrolera Argentina S.A.	2021
Águila Mora	Neuquén	90%	Vista Argentina	2054
México				
Bloque CS-01	Tabasco	50%	Vista Holding II	2047
Bloque A-10	Tabasco	50%	Jaguar	2047
Bloque TM-01	Veracruz	50%	Jaguar	2047

A continuación, se presenta información financiera resumida sobre las operaciones conjuntas donde participa la Compañía, cuyos activos, pasivos, ingresos y gastos no se consolidan al 100% en los estados financieros consolidados 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.

	Al 31 de diciembre de 2020	Al 31 de diciembre de 2019
Activos		
Activos no corrientes	11,465	8,221
Activos corrientes	3,967	3,026
Pasivos		
Pasivos no corrientes	1,353	918
Pasivos corrientes	3,509	3,374
	Año finalizado el 31 de diciembre de 2020	Año finalizado el 31 de diciembre de 2019
Costos de producción	(4,914)	(9,103)
Gastos de venta	(4)	(106)
Gastos generales y administración	(1,760)	(1,488)
Gastos de exploración	(646)	(667)
Otros gastos e ingresos operativos	(1,385)	(74)
Resultados financieros, netos	56	(961)
Costos y gastos totales del año	(8,653)	(12,399)

30.3 Concesiones y cambios en participaciones de explotación de propiedades de petróleo y gas

30.3.1 Área Entre Lomas

Vista Argentina (anteriormente PELS A) es el operador y titular del 100% de las concesiones para la explotación de hidrocarburos en el área Entre Lomas ("ELO"), ubicadas en la Provincia de Río Negro y Neuquén. Los contratos de concesión, renegotiados en 1991 y 1994, respectivamente, otorgaban la libre disponibilidad de petróleo crudo y gas natural producido, y determinaban el plazo de ambas concesiones hasta el 21 de enero de 2016.

El 9 de diciembre de 2014 Vista Argentina llegó a un acuerdo de renegociación con la Provincia de Río Negro por la concesión del área ELO, aprobado por Decreto Provincial No. 1,706/2014, mediante el cual se prorrogó por el término de diez (10) años la Concesión del Área ELO 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.

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2020 y 2019 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2020 y 2019.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

Asimismo, el gobierno provincial de Neuquén acordó extender por el término de diez (10) años el contrato de concesión de ELo correspondiente a la Provincia del Neuquén hasta el mes de enero de 2026. De conformidad con el acuerdo de extensión, Vista Argentina acordó invertir la totalidad de ARS 237 millones en futuras actividades de explotación y exploración a desarrollar en la concesión de explotación mencionada. 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.

30.3.2 Área Bajada del Palo Oeste y Bajada del Palo Este

Con fecha 21 de diciembre de 2018, mediante Decreto No. 2,357/18, la Provincia del Neuquén aprobó la división y reconversión de la concesión de explotación sobre el área Bajada del Palo, en dos Concesiones de Explotación No Convencional de Hidrocarburos ("CENCH"), denominadas Bajada del Palo Este y Bajada del Palo Oeste por un plazo de treinta y cinco (35) años, incluyendo el pago de regalías del 12% por la nueva producción de las formaciones no convencionales. Este Decreto reemplaza la concesión de explotación convencional originalmente otorgada.

En el marco del otorgamiento de dichas concesiones de explotación no convencionales, Vista Argentina pagó a la Provincia del Neuquén los siguientes conceptos: (i) bono de explotación por un total de 1,168, (ii) bono de infraestructura por un total de aproximadamente 2,796; y (iii) un monto de 3,935 en términos de Responsabilidad Social Corporativa. Asimismo Vista Argentina pagó 1,102 en concepto de impuesto de sellos y se comprometió con un importante plan de desarrollo y exploración de reservas en el área. Referirse a la Nota 30.4 para más detalles sobre los compromisos de inversión.

30.3.3 Área Agua Amarga

Vista Argentina es titular y operadora de los lotes de explotación denominados Charco del Palenque y Jarilla Quemada en el área Agua Amarga, ubicada en la Provincia de Río Negro.

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 veinticinco (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 Vista Argentina la concesión de explotación del lote Jarilla Quemada.

La concesión de explotación sobre el lote "Charco del Palenque" está vigente hasta el año 2034 y la concesión de explotación sobre el lote "Jarilla Quemada" está vigente hasta el año 2040.

30.3.4 Coirón Amargo Norte y Coirón Amargo Sur Oeste

Originalmente, la Unión Transitoria "UT" Coirón Amargo era titular de un área ubicada en la Provincia del 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 de la UT Coirón Amargo firmaron acuerdos de cesiones de sus participaciones, por medio de los cuales el área se dividió en tres lotes independientes: Coirón Amargo Norte ("CAN"), CASO y Coirón Amargo Sur Este ("CASE").

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

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2020 y 2019 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2020 y 2019.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

Coirón Amargo Norte

CAN quedó integrada por APCO Oil & Gas S.A.U. (“APCO SAU” actualmente Vista 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. Vista Argentina es el operador desde esa fecha. La fecha de vencimiento de la concesión de explotación es en 2036.

Según acta de comité operativo de 28 de diciembre de 2017 se establece la implementación del Carry Petrolero, por lo que se acuerda que las contribuciones efectuadas y a ser efectuadas, 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.

Desde dicha fecha y hasta junio de 2020, Vista Argentina procedió a reconocer su participación en esta operación conjunta al 61.11%, la cual se compone de su participación contractual del 55% más la parte incremental adquirida de G&P de 6.11%.

El 7 de julio de 2020, como consecuencia del incumplimiento en los pagos por parte del socio Madalena y de conformidad con el Acuerdo de Operación Conjunta Coirón Amargo Norte (“Acuerdo de OC”), Vista Argentina en conjunto con su socio GyP procedió a excluir a Madalena del Acuerdo de OC a través de la suscripción de la Adenda VIII al Contrato de UT que tiene por objeto la exploración y explotación de CAN.

Según la disposición del Acuerdo de OC, Vista tiene derecho a reclamar los pagos efectuados a cuenta de Madalena durante el período de incumplimiento.

Mediante Resolución No. 71/20 del Ministerio de Energía y Recursos Naturales se aprobó la Adenda VIII al Contrato de UT y mediante Decreto No. 1,292/2020 de fecha 6 de noviembre de 2020 se ratificó dicha aprobación de forma retroactiva. En consecuencia, la Compañía a través de su subsidiaria Vista Argentina, incrementó su participación en el Acuerdo de OC mencionado de 55% a 84.62% sin contraprestación transferida.

A partir de dicha fecha, y manteniendo el esquema de Carry petrolero mencionado, la Compañía reconoce dentro de sus estados financieros consolidados su participación en esta operación conjunta al 100%.

Coirón Amargo Sur Oeste

Los socios de esta operación conjunta inicialmente fueron APCO SAU (actualmente Vista Argentina) con el 45% de participación, O&G Development Ltd. S.A. (“O&G”, actualmente Shell Argentina S.A. o “Shell”) con el 45% y G&P con el 10% restante.

El 22 de agosto de 2018, Vista Argentina cedió a O&G, una subsidiaria de propiedad de Royal Dutch Shell plc. (“Shell”), una participación no operativa del 35% sobre CASO, a través del acuerdo de intercambio de cambios descrito en Nota 30.3.5.

Los socios de CASO actualmente son Vista Argentina, Shell y G&P con un porcentaje de participación del 10%, 80% y 10% respectivamente, siendo Shell el operador designado del área. Con fecha 25 de septiembre de 2018, mediante Decreto No. 1,578/18, el lote de evaluación de CASO se convirtió en una 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 G&P, incluyendo Vista Argentina su participación en esta operación conjunta por el 11.11%.

Referirse a la Nota 30.4 para más detalles sobre los compromisos de inversión.

30.3.5 Águila Mora

El 22 de agosto de 2018, APCO SAU (actualmente Vista Argentina) firmó un contrato de cesión de derechos (el “Contrato de Swap Águila Mora”) mediante el cual:

(i) Vista Argentina cedió a O&G una participación no operativa del 35% en la propiedad de petróleo y gas de CASO;

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

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2020 y 2019 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2020 y 2019.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

(ii) O&G cedió a Vista Argentina 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 Argentina.

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 mencionado. 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.

Vista Argentina fue notificada del Decreto No. 2,597 otorgado por el Gobernador de la Provincia del Neuquén por el cual se concede en favor de la compañía G&P la concesión de explotación no convencional sobre el área Águila Mora por un plazo de 35 años contados a partir del 29 de noviembre de 2019 (renovable, a su vencimiento y sujeto a ciertas condiciones, por períodos sucesivos de 10 años), reemplazando el permiso de exploración no convencional anteriormente otorgado.

Vista Argentina mantiene por dicha área un acuerdo de “Carry Petrolero” por la participación de G&P, incluyendo en sus estados financieros consolidados su participación en esta operación conjunta por el 100%. Referirse a Nota 30.4 para más detalles sobre los compromisos de inversión.

30.3.6. Jagüel de los Machos

Jagüel de los Machos es una concesión de explotación ubicada en la provincia de Río Negro.

El Decreto No. 1,769/90 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. (antecesora de Pampa Energía S.A.). Posteriormente, mediante Decreto No. 1,708/08 de la Provincia de Río 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 Pampa Energía S.A. cedió a Vista Argentina el 100% de su participación en la concesión de explotación Jagüel de los Machos y con fecha 11 de julio de 2019 la Provincia de Río Negro emitió el Decreto No. 806/19, mediante el cual aprueba esta cesión.

30.3.7. 25 de Mayo – Medanito S.E.

25 de Mayo – Medanito S.E. es una concesión de explotación ubicada en la provincia de Río Negro.

El Decreto No. 2,164/91 reconvirtió el contrato sobre el área 25 de Mayo-Medanito SE en una concesión de explotación por 25 años a favor de la Compañía Naviera Pérez Companc S.A.C.F.I.M.F.A. (antecesora de Pampa Energía S.A.). Posteriormente, mediante Decreto No. 1,708/08 de la Provincia de Río 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 Pampa Energía S.A. cedió a Vista Argentina el 100% de su participación en la concesión de explotación “25 de Mayo – Medanito SE” y con fecha 11 de julio de 2019 la Provincia de Río Negro emitió el Decreto No. 806/19 mediante el cual aprueba esta cesión.

30.3.8. Acambuco

La Compañía tiene una participación del 1.5% en la concesión de explotación denominada Acambuco, ubicada en la cuenca Noroeste, Provincia de Salta. El operador de la concesión de explotación es Pan American Energy LLC (Sucursal Argentina), que posee una participación del 52%. Los restantes socios son: YPF S.A., Shell Argentina S.A., y Northwest Argentina Corporation con una participación del 22.5%, 22.5% y 1.5%, respectivamente.

La concesión de explotación Acambuco incluye dos lotes de explotación:

- (i) San Pedrito, cuya comercialidad fue declarada el 14 de febrero de 2001 y su vencimiento opera en 2036.
- (ii) Macueta, cuya comercialidad fue declarada el 16 de febrero de 2005 y su vencimiento opera en 2040

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2020 y 2019 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2020 y 2019.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

30.3.9. Sur Río Deseado Este

La Compañía posee una participación del 16.95% en la concesión de explotación para el área Sur Río Deseado Este en la Cuenca del Golfo San Jorge ubicada en la Provincia de Santa Cruz. El operador de esta concesión de explotación es Alianza Petrolera Argentina S.A. con el 54.14%. Los restantes socios son: Petrolera El Trébol S.A., SECRA S.A. que poseen una participación del 24.91% y 4%, respectivamente. La concesión expira el 27 de abril de 2021 y la Compañía ha decidido no prorrogar el plazo de la misma, además, toda vez que no hay compromisos de capital pendientes. Asimismo, la Compañía posee una participación del 44% en un acuerdo de exploración en una porción de la concesión Sur Río Deseado, siendo el operador de este acuerdo Quintana E&P Argentina S.R.L.

30.3.10. Propiedades de Petróleo y Gas en México

El 29 de octubre de 2018, la Compañía a través de su subsidiaria mexicana Vista Holding II, completó la adquisición, de 50% de participación en las siguientes propiedades de petróleo y gas, las cuales caducan en 2047:

- (i) Bloque CS-01(operado)
- (ii) Bloque A-10 (no operado)
- (iii) Bloque TM-01 (no operado)

El 3 de agosto de 2020 la CNH aprobó la transferencia del control de la operación en el bloque CS-01, por lo que la Compañía a través de su subsidiaria mexicana Vista Holding II fue designado como operador.

Adicionalmente, el 1° de diciembre de 2020, Vista Holding II llegó a un acuerdo con Jaguar Exploración y Producción 2.3., S.A.P.I. de C.V. (“Jaguar”) y Pantera Exploración y Producción 2.2., S.A.P.I. de C.V. (“Pantera”), todas ellas sociedades constituidas conforme a la legislación de los Estados Unidos Mexicanos, respecto de la cesión del total del interés de participación que Vista Holding II mantiene en los contratos de licencia de exploración y extracción de hidrocarburos en los bloques A-10 y TM-01, en favor de Pantera y Jaguar, respectivamente; así como respecto de la cesión del total del interés de participación que detenta Jaguar en el bloque CS-01 en favor de Vista Holding II.

Consecuentemente, el 17 de diciembre de 2020, se presentó ante la CNH el aviso correspondiente, conforme a la legislación aplicable, para que, una vez agotado el procedimiento regulatorio respectivo, en su caso, la CNH otorgue la Resolución que dé lugar a la formalización de la cesión de los intereses de participación antes mencionados. Sujeto a la dicha aprobación y como consecuencia de la misma, Vista Holding II asumirá el 100% de los intereses de participación del bloque CS-01, y transmitirá, en su totalidad, su participación en los bloques A-10 y TM-01 en favor de Pantera y Jaguar, respectivamente.

30.4 Compromisos de inversión

Al 31 de diciembre 2020, la Compañía posee en Argentina los siguientes compromisos pendientes de ejecutar:

- (i) en las áreas 25 de Mayo - Medanito SE y Jagüel de los Machos (Provincia de Río Negro), perforar y completar dos (2) pozos de desarrollo, un (1) pozo de avanzada y un (1) pozo exploratorio por un costo estimado de 5,620;
- (ii) en el área ELo (Provincia de Río Negro) ocho (8) pozos de desarrollo y un (1) pozo de avanzada por un costo estimado de 19,800;
- (iii) quince (15) workovers/conversiones y abandonar veintiún (21) pozos en las áreas 25 de Mayo - Medanito SE y Jagüel de los Machos por un costo estimado de 9,413; y
- (iv) quince (15) workovers/conversiones y abandono de tres (3) pozos en el área ELo por un costo estimado de 7,573.

Adicionalmente, con motivo del otorgamiento de las respectivas CENCH, la Compañía se comprometió en la Provincia de Neuquén:

- (i) en Bajada del Palo Este, a perforar cinco (5) pozos horizontales con sus instalaciones asociadas por un costo estimado de 51,800 entre los años 2019 y 2021; actividad que se encuentra pendiente de ejecución a la fecha de los estados financieros; y

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2020 y 2019 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2020 y 2019.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

(ii) en Águila Mora a poner en producción tres (3) pozos existentes y perforar dos (2) pozos horizontales nuevos con sus instalaciones asociadas, por un costo estimado de 32,000 entre los años 2020 y 2021; habiendo cumplido a la fecha de estos estados financieros en forma parcial el compromiso asumido, ya que en el primer trimestre de 2020 finalizó la reapertura y puesta en producción de dos (2) pozos existentes.

Los compromisos asumidos en el área Bajada del Palo Oeste, fueron cumplidos en su totalidad, ya que para el año finalizado el 31 de diciembre de 2020, la Compañía perforó veinticuatro (24) pozos horizontales y completó veinte (20) de dichos pozos. Así mismo, invirtió en instalaciones asociadas entre los años 2018 y 2020 un monto total que supera los 105,600 comprometidos.

Al 31 de diciembre 2020, la Compañía tiene en México los siguientes compromisos pendientes de ejecutar:

(i) un total de 78.183 unidades de trabajo, que equivale a perforar, completar y adquirir datos de cinco (5) pozos en el bloque CS-01, tres (3) pozos en el bloque A-10 y dos (2) pozos en el bloque TM-01 por un total de 41.134 (20,567 al porcentaje de participación de la Compañía).

30.5 Costos de exploración de pozos

No hay saldos ni actividad por costos de pozos exploratorios para los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2020 y 2019.

Nota 31. Concesiones de Transporte

31.1 Consideraciones generales

El Art. 28 de la Ley Federal de Hidrocarburos de Argentina (“LFH”) dispone que a todo titular de una concesión de explotación le corresponde el derecho de obtener una concesión para el transporte de sus hidrocarburos. De conformidad con lo estipulado en el Artículo 6 del Decreto PEN No. 115/19 las concesiones de transporte que sean otorgadas con posterioridad a la emisión de dicho Decreto tendrán total independencia y autonomía respecto de la concesión de explotación que le da origen a la misma, a fin de que la concesión de explotación no interfiera y/o afecte en modo alguno la vigencia de la concesión de transporte. El titular de una concesión de transporte estará facultado a celebrar libremente los contratos de reserva de capacidad en los términos previstos en dicho Decreto. Estos contratos podrán ser libremente negociados en cuanto a su modalidad de asignación, precios y volúmenes entre el titular de una concesión de transporte y los respectivos cargadores.

31.2 Concesión de Transporte Federal

Con fecha 22 de noviembre de 2019, la Secretaría de Gobierno de Energía de Argentina emitió la Resolución No. 753/19 mediante la cual otorgó a Vista Argentina una concesión de transporte de petróleo crudo para el oleoducto que se extenderá desde el yacimiento Borde Montuoso (en el área Bajada de Palo Oeste, ubicado en la Provincia del Neuquén) hasta la estación de bombeo La Escondida (correspondiente al oleoducto Allen – Puerto Rosales, ubicada en la provincia de Río Negro), operado por Oleoductos del Valle Sociedad Anónima. En el mismo acto, Vista Argentina cedió la concesión mencionada a Aleph, como parte del acuerdo mencionado en Nota 28.

La Concesión de Transporte Federal se extiende hasta el 19 de diciembre de 2053.

Dicha Concesión Federal de Transporte transportará producción proveniente no solo del Área Bajada de Palo Oeste, sino también de las Áreas Bajada del Palo Este, Coirón Amargo Norte, Charco del Palenque, Entre Lomas, ubicadas en la Provincia del Neuquén, y de Río Negro.

31.3 Concesión de Transporte Entre Lomas Crudo

Con fecha 6 de diciembre de 2019 la Provincia de Río Negro emitió el Decreto No. 1,821/19 mediante el cual otorgó a Vista Argentina una concesión de transporte de hidrocarburos asociada al Área Entre Lomas, sobre el oleoducto que conecta la Planta de Tratamiento de Crudo ubicada en el yacimiento Charco Bayo en el Área Entre Lomas (la “PTC Elo”) hasta su interconexión con el sistema troncal de transporte de crudo en “La Escondida” operado por Oleoductos del Valle S.A. en la Provincia de Río Negro, incluyendo dentro de la concesión de transporte a la PTC ELo.

La Concesión de Transporte fue otorgada por un término equivalente al plazo remanente de vigencia de la concesión de explotación del Área Entre Lomas vinculada, esto es, hasta el 21 de enero de 2026.

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

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2020 y 2019 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2020 y 2019.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

La Concesión de Transporte transportará producción proveniente no solo del Área Entre Lomas, sino también de las Áreas Bajada del Palo Oeste, Bajada del Palo Este, Coirón Amargo Norte, Entre Lomas, y Charco del Palenque.

31.4 Concesión de Transporte 25 de Mayo – Medanito SE

Con fecha 6 de diciembre de 2019 la Provincia de Río Negro emitió el Decreto No. 1,822/19 mediante el cual otorgó a Vista Argentina una concesión de transporte de hidrocarburos asociada al Área 25 de Mayo – Medanito SE, ubicada en la Provincia de Río Negro, sobre el oleoducto que conecta la Planta de Tratamiento de Crudo ubicada en el Área 25 de Mayo-Medanito SE (Río Negro) (“PTC MED”), hasta su interconexión con el sistema troncal de transporte de crudo en “Medanito” operado por Oleoductos del Valle S.A. en la provincia de Río Negro incluyendo dentro de la concesión de transporte a la PTC MED.

La concesión de transporte fue otorgada por un término equivalente al plazo remanente de vigencia de la concesión de explotación del Área 25 de Mayo – Medanito vinculada, esto es, hasta el 26 de octubre de 2026.

La concesión de transporte transportará producción proveniente no solo del Área 25 de Mayo – Medanito SE, sino también del Área Jagüel de los Machos.

31.5 Concesión de Transporte Entre Lomas Gas

Con fecha 6 de diciembre de 2019 la Provincia de Río Negro emitió el Decreto No. 1,823/19 mediante el cual otorgó a Vista Argentina una concesión de transporte de hidrocarburos asociada al Área Entre Lomas, sobre el gasoducto que conecta la Planta de Tratamiento de Gas ubicada en el yacimiento Charco Bayo en el Área Entre Lomas (“PTG ELo”) hasta el punto de que interconecta con el sistema troncal de transporte de gas operado por Transportadora del Gas S.A. (“TGS”) en la provincia de Río Negro incluyendo dentro de dicha concesión de transporte a la PTG ELo.

La Concesión de Transporte fue otorgada por un término equivalente al plazo remanente de vigencia de la concesión de explotación del Área Entre Lomas vinculada, esto es, hasta el 21 de enero de 2026.

La Concesión de Transporte transportará producción proveniente no solo del Área Entre Lomas, sino también de las Áreas Bajada del Palo Oeste, Bajada del Palo Este, Coirón Amargo Norte y Charco del Palenque.

Nota 32. Combinación de Negocios

Como resultado de la exclusión del socio Madalena Energy Argentina S.R.L., de acuerdo a lo mencionado en la Nota 30.3.4, Vista Argentina, adquirió un 29.62% adicional al 55% que poseía, hasta obtener el 84.62% de las concesiones de explotación de CAN, sin contraprestación de por medio, la cual originó la recepción de activos netos por un valor de 1,383 y por consiguiente un resultado por el mismo monto, el cual fue registrado dentro de Otros ingresos operativos (Ver Nota 10.1).

De acuerdo con las NIIF, esta operación ha sido contabilizada como una combinación de negocios utilizando el método de contabilidad de adquisiciones y se incluye en los estados financieros consolidados desde la fecha en que la Compañía obtuvo el control de la participación adicional.

Nota 33. Normativa Fiscal

A- Argentina

El 23 de diciembre de 2019 se publicó en el Boletín Oficial la Ley No. 27,541 de “Solidaridad Social y Reactivación Productiva en el marco de Emergencia Pública”, promulgada mediante el Decreto No. 58/2019. Las reformas introducidas procuran reactivar las áreas económica, financiera, fiscal, administrativa, previsional, tarifaria, energética, sanitaria y social, y facultan al PEN a llevar adelante las gestiones y los actos necesarios para recuperar y asegurar la sostenibilidad de la deuda pública de la República Argentina

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2020 y 2019 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2020 y 2019.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

Las principales medidas contenidas en la Ley y su reglamentación son las siguientes:

33.1 Impuesto sobre la renta

La Ley No. 27,430 había establecido: (i) que la tasa del impuesto sobre la renta para las empresas argentinas se reduciría gradualmente para las ganancias no distribuidas del 35% al 30% para los años fiscales que comienzan a partir del 1° de enero hasta el 31 de diciembre de 2019, y hasta el 25% para los años que comienzan a partir del 1° de enero de 2020; y (ii) que el impuesto a los dividendos o ganancias distribuidos a beneficiarios que residen en el extranjero se distribuyen en base a las siguientes consideraciones: (a) 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 (b) 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%.

La reforma introducida por la Ley No. 27,541 suspende ese cambio de tasas y mantiene las originales del 30% y 7%, para el impuesto sobre la renta y el impuesto a los dividendos, respectivamente, hasta los ejercicios fiscales que se inicien a partir del 1° de enero de 2021, inclusive.

Adicionalmente, la Ley No. 27,468 había dispuesto para los tres primeros ejercicios fiscales iniciados a partir del 1° de enero de 2019, que el ajuste por inflación positivo o negativo que pudiera corresponder debía distribuirse un tercio en el ejercicio fiscal en que se determinara el ajuste, y los dos tercios restantes, en partes iguales, en los dos períodos fiscales inmediatos siguientes. La reforma mencionada, modificó esa distribución y establece que el ajuste positivo o negativo correspondiente al primer y segundo ejercicio fiscal iniciados a partir del 1° de enero de 2019, deberá imputarse un sexto al ejercicio fiscal en que se determine el ajuste y los cinco sextos restantes, en partes iguales, en los cinco períodos fiscales inmediatos siguientes; en tanto que para los ejercicios fiscales iniciados a partir del 1° de enero de 2021 se podrá deducir/gravar el 100% del ajuste en el año en el cual el efecto se determina.

33.2 Contribuciones patronales

(i) Se elimina la reducción progresiva de las contribuciones prevista, y las tasas se fijan desde diciembre de 2019 en 20.40% para los empleadores del sector privado con actividad en el sector Servicios o Comercio y 18% para los restantes empleadores del sector privado.

(ii) Se establecen sumas fijas que podrán detrarse de la base de cálculo, sin que exista en la norma previsión de ajuste futuro.

(iii) De las contribuciones efectivamente pagadas, se podrá computar como crédito fiscal del impuesto al valor agregado el monto que resulte de aplicar a las bases imponibles los puntos porcentuales que se fijan para cada jurisdicción en particular.

33.3 Tasa de estadística

Se establece un incremento del 2.5% al 3% en la tasa de estadística aplicable a importaciones definitivas para consumo efectuadas desde el 1° de enero hasta el 31 de diciembre de 2020.

Para las importaciones de bienes de capital a ser utilizados en el marco de inversiones en desarrollo de producción de hidrocarburos provenientes de reservorios no convencionales y ciertas importaciones temporarias, se extiende hasta el 31 de diciembre de 2020 la aplicación de una tasa de 0%.

33.4 Impuesto para una Argentina inclusiva y solidaria (“PAIS”)

Se establece por el término de cinco períodos fiscales, un impuesto que grava con una tasa del 30% las operaciones vinculadas con la adquisición de moneda extranjera.

El gravamen no reviste el carácter de pago a cuenta de ningún impuesto; y alcanza las siguientes operaciones: (i) compra de billetes y divisas en moneda extranjera para atesoramiento; (ii) cambio de divisas con destino al pago de adquisiciones de bienes o prestaciones y locaciones de servicios efectuadas en el exterior cualquiera sea el medio de pago con que sean pagadas; (iii) adquisición de servicios en el exterior contratados a través de agencias de viajes y turismo del país; o bien (iv) adquisición de servicios de transporte de pasajeros con destino fuera del país.

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2020 y 2019 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2020 y 2019.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

33.5 Derechos de exportación

Se faculta al PEN a incrementar los derechos de exportación hasta (i) un 15% para las exportaciones de mercancías que no estaban sujetas a derechos de exportación o tenían una tasa del 0% al 2 de septiembre de 2018. Previo a la aprobación de la Ley No. 27,541, el gobierno emitió el Decreto No. 37/2019 (B.O 14/12/2019) por el que cambió el esquema de retenciones, dejando sin efecto el límite de 4 ARS/US que había establecido la anterior administración en 2018.

Adicionalmente, con el Decreto No. 488/2020 (mencionado en la Nota 2.5.1.2), establece que los derechos de exportación serán: i) 0% si el precio internacional del Ice Brent primera línea es 45 US o inferior, o ii) 8% si el precio internacional del Ice Brent primera línea es 60 US o superior. En el caso que el precio internacional supere los 45 US y sea inferior a 60 US, se aplicará una fórmula contenida en el decreto.

33.6 Sistema energético

La Ley faculta al PEN a:

- i) Mantener las tarifas de electricidad y gas natural que estén bajo jurisdicción federal y a iniciar un proceso de renegociación de la revisión tarifaria integral vigente o iniciar una revisión de carácter extraordinario, a partir de la vigencia de la presente Ley y por un plazo máximo de hasta ciento ochenta (180) días, propendiendo a una reducción de la carga tarifaria real sobre los hogares, comercios e industrias para el año 2020. Asimismo, se invita a las provincias a adherir a estas políticas de mantenimiento de los cuadros tarifarios y renegociación o revisión de carácter extraordinario de las tarifas de las jurisdicciones provinciales.
- ii) Intervenir administrativamente el Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) y el Ente Nacional Regulador del Gas (ENARGAS) por el término de un (1) año.

En uso de las facultades delegadas, el gobierno anunció la suspensión de cualquier actualización de las tarifas de electricidad y gas por los 180 días previstos en la Ley.

Consistente con la suspensión de la actualización de tarifas en el área de energía, el gobierno también requirió al titular de Yacimientos Petrolíferos Fiscales (“YPF”) que el precio de los combustibles se mantenga sin actualización. Las otras compañías petroleras, incluida VISTA, inicialmente estuvieron de acuerdo en no actualizar sus precios si YPF no lo hacía.

33.7 Regalías

El Decreto No. 488/2020 (mencionado en la Nota 2.5.1.2) establece:

- Durante la vigencia del Decreto las regalías se deben calcular utilizando el Precio de Referencia.

En el caso de las regalías al 31 de diciembre de 2020 no está vigente el mencionado Artículo, debido a que el precio del “Ice Brent Primera Línea” excedió los 45 US/bbl durante diez (10) días consecutivos, por lo tanto las mismas se calculan según lo estipulado en la Nota 2.5.5.

B- México

33.8 Impuesto sobre la renta

El 31 de octubre de 2019 el gobierno mexicano aprobó la reforma fiscal 2020, la cual entra en vigencia a partir del 1° de enero de 2020, entre otros aspectos esta reforma incluye:

(i) Se establece una limitación en la deducción de los intereses netos del ejercicio, equivalente al monto que resulte de multiplicar la utilidad fiscal ajustada del contribuyente por el 30%. Existe una excepción con un límite de 20 millones de pesos mexicanos para intereses deducibles a nivel de grupo en México.

(ii) Se modifica el Código Fiscal de la Federación (“CFF”) para añadir nuevas circunstancias para atribuir responsabilidad solidaria a socios, accionistas, directores, gerentes o cualquier otro responsable de la administración del negocio. Estas nuevas circunstancias son aplicables cuando se opera con empresas o individuos incluidos en la lista negra de contribuyentes que emiten facturas electrónicas consideradas operaciones inexistentes debido a la falta de activos, personal, infraestructura o capacidad

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

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2020 y 2019 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2020 y 2019.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

material; o cuando se considere que no se encuentre en el Registro Federal de Contribuyentes (“RFC”) o cuando se produce un cambio de domicilio fiscal sin haber presentado la notificación correspondiente a las autoridades fiscales en su debido plazo.

La Reforma Fiscal instrumentada en el 2020 incluye la obligación de revelar "esquemas reportables" por parte de los asesores fiscales o bien los contribuyentes. Dichos esquemas se definen como aquellos que generen o puedan generar la obtención de un beneficio fiscal; e incluyen, entre otros: (i) reestructuraciones; (ii) transmisión de pérdidas fiscales; (iii) transferencia de activos depreciados que también pueden ser depreciados por el adquirente; (iv) el uso de pérdidas fiscales que están a punto de prescribir; (v) abuso en la aplicación de tratados fiscales con residentes extranjeros; entre otros.

La mencionada reforma propone, además, considerar la evasión fiscal como crimen organizado con las sanciones penales correspondientes.

La Gerencia de la Compañía ha evaluado los impactos de dicha reforma sobre la información financiera al 31 de diciembre de 2020 y 2019, y concluyó que no existen impactos significativos.

Nota 34. Pagos basados en acciones

El 22 de marzo de 2018, los Accionistas de la Compañía autorizaron la implementación del LTIP para retener a los empleados clave y le otorgaron a la Junta Directiva la autoridad para administrar dicho plan. En la misma Junta, los Accionistas resolvieron reservar 8,750,000 acciones Serie A para ser utilizadas en el plan.

De acuerdo con el LTIP aprobado por la Junta, dicho plan está vigente desde el 4 de abril de 2018 y como parte del mismo, la Compañía gestiona el plan a través de un Fideicomiso Administrativo.

El plan tiene los siguientes beneficios pagados a ciertos ejecutivos y empleados que se consideran pagos basados en acciones:

34.1 Opción de compra de acciones (Pagos basados en acciones)

La opción de compra de acciones le otorga al participante del 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 o 10 años a partir de la fecha en que se conceden. El plan establece que el valor de las opciones que se otorgarán se determinará utilizando el Modelo de Black Scholes.

34.1.1 Movimientos del ejercicio de las acciones Serie A

La siguiente tabla muestra el número de opciones de compra y el precio promedio ponderado de ejercicio (WAEP, por sus siglas en inglés) y sus movimientos durante los ejercicios:

	Por el año finalizado el 31 de diciembre de 2020		Por el año finalizado el 31 de diciembre de 2019	
	Número de opciones de compra	WAEP	Número de opciones de compra	WAEP
Al inicio del año	3,994,004	7.8	1,330,541	10.0
Otorgadas durante el ejercicio	1,711,307	2.1	2,704,003	6.7
Anuladas durante el ejercicio	(36,486)	10.0	(40,540)	10.0
Al final del año	5,668,825	6.0	3,994,004	7.8

La siguiente tabla enumera las entradas a los modelos utilizados para el plan por el ejercicio:

	2020	2019
Rentabilidad por dividendo (%)	0.0%	0.0%
Volatilidad esperada (%)	34%	40%
Tasa de interés libre de riesgo (%)	0.7%	2.5%
Vida esperada de las opciones sobre acciones (años)	10	5
Precio Promedio Ponderado de las acciones (US)	2.10	6.7
Modelo utilizado	Black-Scholes	Black-Scholes

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2020 y 2019 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2020 y 2019.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

La vida remanente 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 ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020 y 2019 fue de 0.9 y 2.6, respectivamente.

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 finalizado el 31 de diciembre de 2020 y 2019, el gasto de compensación registrado en el estado de resultados y otros resultados integrales consolidado ascendió a 4,251 y 3,529, respectivamente.

34.2 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.

34.2.1 Movimientos del ejercicio

La siguiente tabla muestra el número de acciones Serie A y WAEP del ejercicio y sus movimientos durante el ejercicio:

	Por el año finalizado el 31 de diciembre de 2020		Por el año finalizado el 31 de diciembre de 2019	
	Número de acciones Serie A	WAEP	Número de acciones Serie A	WAEP
Al inicio del año	2,207,012	7.8	854,750	100
Otorgadas durante el ejercicio	1,581,037	2.1	1,356,762	6.7
Anuladas durante el ejercicio	(18,750)	6.7	(4,500)	10.0
Al final del año	3,769,299	5.4	2,207,012	7.8

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 finalizado el 31 de diciembre de 2020 y 2019, el gasto por compensación registrado en el estado de resultados y otros resultados integrales consolidado ascendió a 6,243 y 7,126, respectivamente. Las acciones restringidas Serie A emitidas en el ejercicio se revelan en la Nota 21.

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 35. Información complementaria sobre las actividades 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 la ASC No. 932 "Actividades extractivas - Petróleo y gas", modificada por ASU 2010 - 03 "Reservas de petróleo y gas, estimaciones y revelaciones", publicada por Financial Accounting Standard Board ("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 Security and Exchange Commission ("SEC"), publicadas 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.

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

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2020 y 2019 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2020 y 2019.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

Costos incurridos

La siguiente tabla presenta los costos capitalizados y los gastos que se incurrieron durante los años finalizados el 31 de diciembre de 2020 y 2019. 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 las reservas desarrolladas existentes.

	Año finalizado el 31 de diciembre de 2020	
	Argentina	México
Adquisición de propiedades		
Probadas	-	-
No probadas	-	-
Total adquisición de propiedades	-	-
Exploración	-	(646)
Desarrollo	(186,030)	(2,031)
Total costos incurridos	(186,030)	(2,677)

	Año finalizado el 31 de diciembre de 2019	
	Argentina	México
Adquisición de propiedades		
Probadas	-	-
No probadas	-	278
Total adquisición de propiedades	-	278
Exploración	(9)	(667)
Desarrollo	(146,935)	(601)
Total costos incurridos	(146,944)	(990)

VISTA no tiene costos incurridos en entidades reconocidas bajo el método de participación durante los períodos mencionados anteriormente.

Costos capitalizados

La siguiente tabla presenta los costos capitalizados durante los años finalizados el 31 de diciembre de 2020 y 2019, para propiedades de petróleo y gas probadas y no probadas, y la depreciación acumulada:

	Año finalizado el 31 de diciembre de 2020	
	Argentina	México
Propiedades probadas ⁽¹⁾		
Maquinarias, instalaciones, licencias de software y otros	34,407	485
Propiedad minera y pozos	1,258,223	-
Obras en curso	76,924	2,632
Propiedades no probadas	-	15,359
Costos brutos capitalizados	1,369,554	18,476
Depreciación acumulada	(364,964)	(94)
Total costos capitalizados netos	1,004,590	18,382

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

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2020 y 2019 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2020 y 2019.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

	Año finalizado el 31 de diciembre de 2019	
	Argentina	México
Propiedades probadas ⁽¹⁾		
Maquinarias, instalaciones, licencias de software y otros	29,757	40
Propiedad minera y pozos	1,040,250	-
Obras en curso	74,924	601
Propiedades no probadas	-	29,403
Costos brutos capitalizados	1,144,931	30,044
Depreciación acumulada	(222,847)	(3)
Total costos capitalizados netos	922,084	30,041

⁽¹⁾ Incluye montos capitalizados relacionados con obligaciones de retiro de activos y pérdida / recuperación por deterioro.

VISTA no tiene costos incurridos en entidades reconocidas bajo el método de participación durante los períodos 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 años finalizados el 31 de diciembre de 2020 y 2019. El impuesto sobre la renta para los períodos presentados se calculó utilizando las tasas impositivas legales.

	Año finalizado el 31 de diciembre de 2020	Año finalizado el 31 de diciembre de 2019
Ingresos por contrato con clientes	273,938	415,976
Total ingresos	273,938	415,976
Costos de producción excluyendo la depreciación		
Costos operativos y otros	(88,018)	(114,431)
Regalías	(38,908)	(61,008)
Total costos de producción	(126,926)	(175,439)
Gastos de exploración	(646)	(676)
Descuento del pasivo por taponamiento y abandono de pozos	(2,584)	(1,723)
Deterioro de activos de larga duración	(14,438)	-
Depreciación, agotamiento y amortización	(147,674)	(153,001)
Resultado de operación antes de impuesto	(18,330)	85,137
Impuesto sobre la renta	5,499	(25,541)
Resultado de las operaciones de petróleo y gas	(12,831)	59,596

VISTA no tiene costos incurridos en entidades reconocidas bajo el método de participación durante los períodos mencionados anteriormente.

Reservas estimadas de petróleo y gas

Las reservas probadas al 31 de diciembre de 2020 y 2019 son reservas netas atribuibles a Vista auditadas por DeGolyer and MacNaughton para los activos situados en Argentina, y Netherland Sewell & Associates para los activos situados en México.

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.

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

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2020 y 2019 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2020 y 2019.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

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 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 2020 y 2019, respectivamente, 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 en el mercado de referencia disponibles en Argentina, VISTA utilizó los precios promedio de gas realizados durante el año para determinar sus reservas de gas. Adicionalmente para ciertos volúmenes de gas Vista obtendrá un precio incentivo subsidiado por el Gobierno Argentino a través del “Plan Gas IV”. Para ciertos bloques se estima un precio promedio ponderado por volumen subsidiado y no subsidiado.

Las auditorías independientes llevadas a cabo por DeGolyer and MacNaughton, y Netherland Sewell & Associates cubrieron el 100% de las reservas estimadas ubicadas en áreas operadas y no operadas por la Compañía en Argentina y México respectivamente. DeGolyer and MacNaughton, y Netherland Sewell & 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 de los procesos de auditoría de DeGolyer and MacNaughton, y Netherland Sewell & Associates. Las regalías pagaderas a las provincias no se han deducido de las reservas probadas informadas. 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 el procesamiento de la planta y se reportan en millones de barriles (“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, venteo y encogimiento, e incluyen el volumen de gas consumido en el campo para las operaciones de producción. Las reservas de gas natural fueron convertidas a líquido equivalente utilizando el factor de conversión de 5.615 pies cúbicos de gas natural por 1 barril de líquido equivalente.

Las siguientes tablas muestran las reservas probadas netas de petróleo (incluyendo crudo, condensado y gas natural) y reservas netas de gas natural al 31 de diciembre de 2020 y 2019 al porcentaje de interés de VISTA en sus respectivas concesiones:

Reservas probadas al 31 de diciembre de 2020

Argentina	Petróleo ⁽¹⁾	Gas natural	Gas natural
Categorías de reservas	(MMBbl)	(billones de pies cúbicos)	(equivalentes a MMBbl)
Probadas desarrolladas	37.6	86.1	15.3
Probadas no desarrolladas	61.8	73.9	13.1
Total reservas probadas	99.4	160.0	28.4

México	Petróleo ⁽¹⁾	Gas natural	Gas natural
Categorías de reservas	(MMBbl)	(billones de pies cúbicos)	(equivalentes a MMBbl)
Probadas desarrolladas	0.2	0.7	0.1
Probadas no desarrolladas	0.0	0.0	0.0
Total reservas probadas	0.2	0.7	0.1

Reservas probadas al 31 de diciembre de 2019

Argentina	Petróleo ⁽¹⁾	Gas natural	Gas natural
Categorías de reservas	(MMBbl)	(billones de pies cúbicos)	(equivalentes a MMBbl)
Probadas desarrolladas	30.2	108.0	19.2
Probadas no desarrolladas	40.6	64.0	11.4
Total reservas probadas	70.8	172.0	30.6

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

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2020 y 2019 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2020 y 2019.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

México	Petróleo ⁽¹⁾	Gas natural	Gas natural
	(MMBbl)	(billones de pies cúbicos)	(equivalentes a MMBbl)
Categorías de reservas			
Probadas desarrolladas	0.1	0.7	0.2
Probadas no desarrolladas	0.1	0.1	0.0
Total reservas probadas	0.2	0.8	0.2

⁽¹⁾ Se refiere petróleo crudo, condensado y gas natural licuado.

La siguiente tabla muestra la conciliación de los datos de reservas de la Compañía entre el 31 de diciembre de 2018 y el 31 de diciembre de 2019:

Argentina	Petróleo ⁽¹⁾	Gas natural ⁽⁶⁾	Gas natural
	(MMBbl)	(billones de pies cúbicos)	(equivalentes a MMBbl)
Reservas probadas (desarrolladas y no desarrolladas)			
Reservas al 31 de diciembre de 2018	34.2	131.6	23.4
Incremento (disminución) atribuible a:			
Revisión de estimaciones anteriores ⁽²⁾	2.4	17.8	3.2
Extensión y descubrimientos ⁽³⁾	41.0	43.0	7.6
Compras de reservas probadas en el lugar ⁽⁴⁾	-	-	-
Producción del año ⁽⁵⁾	(6.8)	(20.4)	(3.6)
Reservas al 31 de diciembre de 2019	70.8	172.0	30.6

⁽¹⁾ Se refiere petróleo crudo, condensado y gas natural licuado.

⁽²⁾ Las revisiones de las estimaciones anteriores se deben principalmente a mejoras en el desempeño de los pozos de en las siguientes concesiones: Entre Lomas (+0.9 MMBbl y +11.6 Bcf), Acambuco (+1.0 Bcf), Bajada del Palo Este (+0.2 MMBbl y +1.0 Bcf) y Jagüel de los Machos (+1.0 MMBbl y +1.3 Bcf). Adicionalmente, hubo una adición de 0.3 MMBbl y 0.6 Bcf en la concesión Coirón Amargo Sur Oeste relacionada con un cambio en el diseño de pozo, una adición de 1.6 MMBbl y 2.3 Bcf relacionado con el proyecto de desarrollo no convencional en Bajada del Palo Oeste debido al desempeño del primer pad (cuatro pozos), y una adición de 3.0 Bcf relacionado con proyectos de desarrollo de gas convencional en la concesión Bajada del Palo Oeste. Los incrementos mencionados fueron parcialmente compensados por mayor declino relacionado al desempeño de los pozos en las siguientes concesiones: 25 de mayo – Medanito SE (-0.5 MMBbl y -1.0 Bcf), Charco del Palenque (-0.2 MMBbl y -0.2 Bcf), Coirón Amargo Norte (-0.1 MMBbl y -0.1 Bcf) y Bajada del Palo Oeste convencional (-0.8 MMBbl). Adicionalmente, fueron removidos 1.7 Bcf de reservas probadas correspondientes al bloque Jarilla Quemada debido a menores precios de los commodities.

⁽³⁾ El incremento material de 41.2 MMBbl y 43.8 Bcf en reservas probadas está relacionado con el desarrollo del shale de Vaca Muerta en la concesión Bajada del Palo Oeste. Las reservas probadas desarrolladas se incrementaron 3.4 MMBbl y 3.5 Bcf, debido a la puesta en producción del segundo pad (cuatro pozos) en el proyecto no convencional de Bajada del Palo Oeste, las cuales no fueron previamente incorporadas como reservas probadas no desarrolladas. Las reservas probadas no desarrolladas en dicho proyecto se incrementaron 37.6 MMBbl y 39.5 Bcf, correspondientes a once pads de 4 pozos (44 locaciones de pozos nuevas). Adicionalmente, 0.2 MMBbl y 0.8 Bcf corresponden a las operaciones en México.

⁽⁴⁾ Sin compras.

⁽⁵⁾ Considera la producción atribuible a Vista Argentina, excepto la producción de Águila Mora de 35 bbl/d.

⁽⁶⁾ El consumo de gas natural representó un 14.1% al 31 de diciembre de 2019.

La siguiente tabla muestra la conciliación de los datos de reservas de la Compañía entre el 31 de diciembre de 2019 y el 31 de diciembre de 2020:

Argentina	Petróleo ⁽¹⁾	Gas natural ⁽⁶⁾	Gas natural
	(MMBbl)	(billones de pies cúbicos)	(equivalentes a MMBbl)
Reservas probadas (desarrolladas y no desarrolladas)			
Reservas al 31 de diciembre de 2019	70.8	172.0	30.6
Incremento (disminución) atribuible a:			
Revisión de estimaciones anteriores ⁽²⁾	4.4	(25.1)	(4.6)
Extensión y descubrimientos ⁽³⁾	30.8	27.9	5.0
Compras de reservas probadas en el lugar ⁽⁴⁾	0.3	0.6	0.1
Producción del año ⁽⁵⁾	(6.9)	(15.4)	(2.7)
Reservas al 31 de diciembre de 2020	99.4	160.0	28.4

⁽¹⁾ Se refiere petróleo crudo, condensado y gas natural licuado.

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

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2020 y 2019 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2020 y 2019.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

(2) La conversión de reservas probadas no desarrolladas a reservas probadas desarrolladas están asociadas a la puesta en producción de dos pads (ocho pozos) que estaban clasificados como probados no desarrollados con el objetivo no convencional Vaca Muerta en la concesión Bajada del Palo Oeste.

Las revisiones por desempeño de las reservas probadas desarrolladas de petróleo y condensado están asociadas a un mejor desempeño por encima de la curva tipo de dos pads (ocho pozos) perforados en el año 2020 con el objetivo no convencional Vaca Muerta en la concesión Bajada del Palo Oeste (+2.1 MMbbl), mejor desempeño de los reservorios convencionales de la concesión Bajada del Palo Oeste (+1.1 MMbbl), la extensión de la vida económica de los reservorios convencionales en la concesión Bajada del Palo Oeste debido al desarrollo del reservorio no convencional Vaca Muerta en la concesión (+0.9 MMbbl), y el efecto de un mejor desempeño en otras concesiones (+0.3 MMbbl).

Las revisiones de las reservas de gas natural probadas desarrolladas están asociadas con un menor desempeño de los pozos de gas en la concesión Entre Lomas Rio Negro (-15.5 Bcf) y un menor desempeño de los pozos de gas de los reservorios convencionales de la concesión Bajada del Palo Oeste (-6.0 Bcf), las cuales fueron parcialmente compensadas por una extensión de la vida económica de los reservorios convencionales de la concesión Bajada del Palo Oeste debido al desarrollo del reservorio no convencional Vaca Muerta (+4.1 Bcf). Las revisiones por desempeño de las reservas probadas no desarrolladas están asociadas con un mayor pozo tipo para el desarrollo no convencional de Vaca Muerta en la concesión Bajada del Palo Oeste debido a un mejor desempeño observado en dos pads (ocho pozos) puestos en producción en 2020 (+2.0 Bcf), y el efecto de un mejor desempeño de los otros bloques (+1.6 Bcf).

Revisiones en el desempeño de las reservas probadas no desarrolladas en el reservorio no convencional de Vaca Muerta en la concesión Bajada del Palo Oeste por un mejor desempeño en el pozo tipo respecto de lo observado en los pads perforados durante el 2020 por (+1.1 MMbbl). Otras revisiones de reservas probadas no desarrolladas se debieron a la remoción en el plan de desarrollo de tres locaciones de pozos con el objetivo convencional de la formación Lotena en la concesión Bajada del Palo Oeste (-8.3 Bcf), cuatro pozos en Charco del Palenque (-0.4 MMbbl y -0.5 Bcf), cuatro pozos en Entre Lomas Rio Negro (-0.3 MMbbl y -3.0 Bcf), un pozo en Jagüel de los Machos (-0.1 MMbbl y -0.1 Bcf), y tres pozos en 25 de Mayo-Medanito SE (-0.3 MMbbl and -0.1 Bcf).

(3) Las extensiones son por incorporación de acreaje probado desarrollado asociado a la perforación de un pad no probado (cuatro pozos) con el objetivo no convencional Vaca Muerta en la concesión Bajada del Palo Oeste.

Extensiones de acreaje probado no desarrollado asociado a 7 pads adicionales (26 pozos) categorizados como probados no desarrollados por la preformación exitosa en el reservorio no convencional Vaca Muerta en la concesión Bajada del Palo Oeste.

(4) Compras asociadas con la adquisición de interés adicional en la concesión Coirón Amargo Norte (de 55.0% a un 96.8%).

(5) Considera la producción atribuible a Vista Argentina

(6) El consumo de gas natural representó un 13.5% al 31 de diciembre de 2020.

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 no desarrolladas de petróleo crudo, condensado, líquidos de gas natural 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 VISTA. El impuesto a la renta 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.

	Al 31 de diciembre de 2020	Al 31 de diciembre de 2019
Flujos futuros de efectivo	4,533	4,457
Costos futuros de producción	(1,921)	(1,927)
Costos futuros de desarrollo y abandono	(788)	(748)
Impuesto sobre la renta futuro	(418)	(410)
Flujos de efectivos descontados netos	1,406	1,372
10% de descuento anual	(668)	(597)
Medida estandarizada de flujos de efectivo futuros descontados (netos) ⁽¹⁾	738	775

(1) Medida estandarizada de flujos de efectivo futuros descontados (netos) corresponde a las estimaciones de valor de las reservas en Argentina. La tabla no incluye las estimaciones de valor de las reservas de los bloques en México (1.2 al 31 de diciembre 2020).

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

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2020 y 2019 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2020 y 2019.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

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 los años finalizados el 31 de diciembre de 2020 y 2019:

	Año finalizado el 31 de diciembre de 2020	Año finalizado el 31 de diciembre de 2019
Medida estandarizada de flujos de efectivo netos futuros descontados al inicio del año	775	608
Variación neta en precios de venta y costos de producción relacionados con la producción futura ⁽¹⁾	(241)	(103)
Variación neta en costos estimados de desarrollo futuro ⁽²⁾	(231)	(525)
Variación neta por revisiones en estimaciones de cantidad ⁽³⁾	20	(1)
Variación neta por extensiones, descubrimientos y mejoras ⁽⁴⁾	362	306
Acumulación de descuento	118	352
Variación neta por compras y ventas de minerales en el lugar ⁽⁵⁾	2	-
Otros	-	58
Ventas de petróleo crudo, GLN y gas natural producido, neto de los costos de producción	127	6
Costos de Desarrollo estimados previamente incurridos	(206)	151
Variación neta en el impuesto a las ganancias ⁽⁶⁾	12	(77)
Variación en la medida estandarizada de los flujos de efectivo futuros descontados del año	(37)	167
Medida estandarizada de los flujos de efectivo futuros descontados al final del año	738	775

⁽¹⁾ Para el año finalizado el 31 de diciembre de 2020 principalmente afectado por una disminución en los precios del petróleo vigentes, los que cayeron desde 55.9 US/bbl al 31 de diciembre de 2019 a 42.0 US/bbl al 31 de diciembre de 2020, parcialmente compensado por una reducción de los costos promedio relacionados con la producción del 13.9%. Así mismo para el año finalizado el 31 de diciembre de 2019 principalmente afectado por una disminución en los precios del petróleo vigentes, los que cayeron desde 65.4 US/bbl al 31 de diciembre de 2018 a 55.86 US/bbl al 31 de diciembre de 2019, parcialmente compensado por una reducción de los costos promedio relacionados con la producción del 25.1%.

⁽²⁾ Relacionado a la incorporación de locaciones adicionales para desarrollo de Bajada del Palo Oeste no convencional para el año finalizado el 31 de diciembre de 2020, parcialmente compensado por la remoción del plan de desarrollo de locaciones con objetivos convencionales. Para el año finalizado al 31 de diciembre de 2019 se debe a la incorporación de un plan de desarrollo de las reservas probadas de Bajada del Palo Oeste no convencional y a un aumento en la actividad futura en Charco del Palenque (además de dos nuevas ubicaciones), Entre Lomas Río Negro (recategorización de dos reparaciones probables de gas a probadas).

⁽³⁾ Relacionado a un mayor desempeño de los pozos perforados en Bajada del Palo Oeste en el objetivo no convencional Vaca Muerta por encima del pozo tipo estimado para el año finalizado el 31 de diciembre de 2020, mientras que para el año finalizado el 31 de diciembre de 2019 se relaciona a una disminución en las reservas probadas no desarrolladas convencionales, compensado por una menor declinación de las reservas probadas desarrolladas convencionales al 31 de diciembre de 2019.

⁽⁴⁾ Debido a la incorporación de reservas probadas de Bajada del Palo Oeste no convencional y el inicio del desarrollo de la formación Vaca Muerta en Bajada del Palo Oeste, para el año finalizado el 31 de diciembre de 2020 y 2019, respectivamente.

⁽⁵⁾ Para el año finalizado el 31 de diciembre de 2020 se relaciona al incremento en la participación en el bloque Coirón Amargo Norte. Para el año finalizado el 31 de diciembre de 2019 no hubo adquisiciones.

⁽⁶⁾ Debido a una disminución/aumento de las entradas de efectivo esperadas para el año finalizado el 31 de diciembre de 2020 y 2019, respectivamente, así como debido a cambios en la tasa del impuesto sobre la renta para las empresas argentinas (ver Nota 33.1)

Nota 36. Eventos posteriores

La Compañía ha evaluado los eventos posteriores al 31 de diciembre de 2020 para evaluar la necesidad de un posible reconocimiento o revelación en estos estados financieros. La Compañía evaluó dichos eventos hasta el 16 de marzo de 2021, fecha en que estos estados financieros estuvieron disponibles para su emisión:

- El 11 y 19 de enero de 2021, Vista Argentina celebró contratos de préstamo con el Banco de la Provincia de Buenos Aires S.A. por un monto en pesos argentinos equivalente a 5,271 y 3,480, a una tasa de interés fija anual de 40% y 41% con fecha de vencimiento 8 de julio de 2021 y 16 de julio de 2021, respectivamente. Asimismo, con fecha 11 y 19 de febrero de 2021 y 8 de marzo de 2021, Vista Argentina realizó el pago de los intereses correspondiente a los mismos por un monto en pesos argentinos equivalente a 415.

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

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2020 y 2019 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2020 y 2019.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

- El 13 de enero de 2021, Vista Argentina realizó el pago de intereses correspondientes al préstamo del Banco Macro por un monto en pesos argentinos equivalente a 2,168.
- Con fecha 15 de enero de 2021, 10 de febrero de 2021 y 3 de marzo de 2021, Vista Argentina celebró nuevos contratos de préstamo con Bolsas y Mercados Argentinos S.A. por un monto en pesos equivalente a 9,355, 5,665 y 11,093, a una tasa de interés fija anual de 33.09%, 32.36% y 32.97%, respectivamente. Como parte de esta operación, se entregaron bonos en garantía prendaria.
- El 19 de enero de 2021, Vista Argentina celebró un contrato de préstamo con el Banco Santander International por un monto de 11,700 a una tasa de interés fija anual de 1.8% con fecha de vencimiento 20 de enero de 2026.
- El 20 de enero de 2021, Vista Argentina, VISTA, Vista Holding I y Vista Holding II, celebraron una cuarta enmienda al contrato de Préstamo Sindicado incorporando modificaciones a ciertas definiciones. Asimismo, Vista Argentina realizó el pago de capital e intereses correspondientes al mismo contrato por un monto total de 50,893.

En la misma fecha, Vista Argentina celebró la primera enmienda al contrato de préstamo celebrado en julio 2020 con un sindicato de bancos ("Préstamo Sindicado Pesos") incorporando un nuevo tramo que está previsto sea desembolsado el 20 de julio de 2021 por un monto en pesos argentinos equivalente a 38,250.

Con dicho nuevo tramo, VISTA refinanciará el 85% de la cuota del Préstamo Sindicado cuyo vencimiento es julio 2021.

Adicionalmente, se produjo el desembolso del segundo tramo del Préstamo Sindicado Pesos, por un monto en pesos argentinos equivalente a 27,000, a una tasa de interés variable anual Badlar Privada más un margen adicional, y fecha de vencimiento 20 de julio de 2022.

Asimismo, con fecha 20 de enero de 2021 y 22 de febrero de 2021, Vista Argentina realizó el pago de intereses correspondientes al primer y segundo tramo del mismo contrato de préstamo por un monto total en pesos argentinos equivalente a 2,176.

- El 29 de enero de 2021, Vista Argentina recibió el desembolso del tercer tramo del contrato de préstamo celebrado con el Banco BBVA Argentina S.A. en julio 2020, por un monto en pesos argentinos equivalente a 1,664, a una tasa de interés variable anual Badlar Privada más un margen adicional de 8%, con fecha de vencimiento 31 de julio de 2022. En la misma fecha, Vista Argentina realizó el pago de capital e intereses correspondientes a los préstamos celebrados con la misma entidad en julio 2019 y abril 2020 por un monto de 1,940 y 2,522, respectivamente; y canceló los intereses correspondientes a los préstamos celebrados en julio y octubre 2020, por un monto en pesos argentinos equivalente a 295.
- El 1 y 8 de febrero de 2021, Vista Argentina realizó el pago de intereses correspondientes a las ON Clase I, II y IV por un monto de 993, 1,071 y 647, respectivamente. Asimismo, el 22 de febrero de 2021 y 4 de marzo de 2021, Vista Argentina realizó el pago de los intereses correspondientes a la ON Clase III y ON Clase VI por un monto de 882 y 80, respectivamente.
- El 10 de marzo de 2021, bajo el Programa de Notas mencionado en Nota 18.1, Vista Argentina emitió los siguientes títulos de deuda no convertible:
 - ON Clase VII: por un monto de capital suscrito de 42,371, a una tasa de interés fija anual de 4.25% y vencimiento el 10 de marzo de 2024.
 - ON Clase VIII: por un monto de capital suscrito en pesos argentinos equivalente a 7,163, a una tasa de interés fija anual de 2.73% y vencimiento el 10 de septiembre de 2024.
- El 12 de marzo de 2021, Vista Argentina pre-canceló los siguientes contratos de préstamo:
 - El primer y segundo tramo del Préstamo Sindicado ARS por un monto total en pesos argentinos equivalente a 10,917 y 26,306, respectivamente.
 - Los tramos del contrato de préstamo celebrado con el Banco BBVA Argentina S.A. recibidos en julio y octubre de 2020, por un monto total en pesos argentinos equivalente a 1,395 y 1,511, respectivamente.

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

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2020 y 2019 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2020 y 2019.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

- Los tramos del Préstamo Sindicado con vencimiento enero y julio de 2022, por un monto total de 4,530.


La Compañía prestará especial atención a la evolución de la situación del COVID-19 y la fluctuación futura de los precios del petróleo, y de ser necesario tomará medidas para proteger la posición financiera y los resultados operativos.

No hay otros eventos u operaciones que hayan ocurrido entre la fecha de estos estados consolidados y la fecha de emisión de los estados financieros que podrían afectar significativamente la situación del patrimonio o los resultados de la Compañía.




Los suscritos manifestamos bajo protesta de decir verdad que, en el ámbito de nuestras respectivas funciones, preparamos la información relativa a Vista Oil & Gas, S.A.B. de C.V. y sus subsidiarias contenida en los estados financieros anuales consolidados al 31 de diciembre de 2020 y 2019 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2020 y 2019, 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 estos estados financieros o que los mismos contengan información que pudiera inducir a error a los inversionistas.

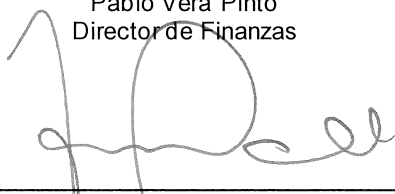
Vista Oil & Gas, S.A.B. de C.V.



Miguel Galuccio
Director General



Pablo Vera Pinto
Director de Finanzas



Javier Rodríguez Galli
Director Jurídico



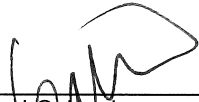
Para efectos de lo dispuesto en el artículo 32 de las Disposiciones de carácter general aplicables a las entidades y emisoras supervisadas por la Comisión Nacional Bancaria y de Valores que contraten servicios de auditoría externa de estados financieros básicos (según las mismas hayan sido reformadas en cualquier momento; la "Circular Única de Auditores Externos"), los suscritos manifestamos bajo protesta de decir verdad y en el ámbito de nuestras respectivas funciones, lo siguiente:

- (i) que hemos revisado la información financiera presentada en los estados financieros básicos consolidados dictaminados de Vista Oil & Gas, S.A.B. de C.V. (la "Emisora") y subsidiarias al 31 de diciembre de 2020 y 2019 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2020 y 2019 (los "Estados Financieros Básicos Dictaminados") a los que se refiere la Circular Única de Auditores Externos;
- (ii) que los Estados Financieros Básicos Dictaminados no contienen información sobre hechos falsos, así como que no hemos omitido algún hecho o evento relevante, que sea de nuestro conocimiento, que pudiera resultar necesario para su correcta interpretación a la luz de las disposiciones bajo las cuales fueron preparados;
- (iii) que los Estados Financieros Básicos Dictaminados y la información adicional a éstos, presentan razonablemente en todos los aspectos importantes la situación financiera y los resultados de las operaciones de la Emisora;
- (iv) que se han establecido y mantenido controles internos, así como procedimientos relativos a la revelación de información financiera relevante de la Emisora;
- (v) que se han diseñado controles internos con el objetivo de asegurar que los aspectos importantes y la información relacionada con la Emisora, subsidiarias, asociadas, entidades con las que realice acuerdos con control conjunto o personas morales que pertenezcan al mismo Grupo Empresarial se hagan del conocimiento de la administración;
- (vi) que hemos revelado al Despacho, al Auditor Externo Independiente y, en su caso, al Comité de Auditoría de la Emisora, mediante comunicaciones oportunas, las deficiencias significativas detectadas en el diseño y operación del control interno que pudieran afectar de manera adversa, entre otras, a la función de registro, proceso y reporte de la información financiera; y
- (vii) que hemos revelado al Despacho, al Auditor Externo Independiente y, en su caso, al Comité de Auditoría de la Emisora, cualquier presunto fraude o irregularidad que sea de su conocimiento e involucre a la administración o a cualquier otro empleado que desempeñe un papel importante, relacionado con los controles internos.




Los términos escritos con mayúscula inicial no definidos expresamente en la presente declaración tendrán el significado que a los mismos se les atribuye en la Circular Única de Auditores Externos.


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



Miguel Galuccio
Director General



Pablo Vera Pinto
Director de Finanzas



Javier Rodríguez Galli
Director Jurídico

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 consolidados que contiene el presente reporte anual de Vista Oil & Gas, S.A.B. de C.V. por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2020 y 2019, así como el 31 de diciembre de 2019 y 2018, fueron dictaminados con fecha 16 de marzo de 2021 y 11 de marzo de 2020, respectivamente, de conformidad con las Normas Internacionales de Auditoría.

Asimismo, el suscrito manifiesta que ha leído el presente reporte anual 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 consolidados dictaminados señalados en el párrafo anterior, ni de información que haya sido omitida o falseada en este reporte anual 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 reporte anual que no provenga de los estados financieros consolidados por él dictaminados.

Mancera, S.C.
Integrante de
Ernst & Young Global Limited



C.P.C. C.P.C. Juan Carlos Castellanos López

Socio y Apoderado legal de Mancera, S.C.

27 de Abril de 2021

Vista Oil & Gas, S.A.B. de C.V.
Calle Volcán 150 Piso 5
Col. Lomas de Chapultepec, Miguel Hidalgo
Ciudad de México, C.P. 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 la Compañía y apoderado legal de Mancera, S.C., otorgo mi consentimiento para que Vista Oil & Gas S.A.B de C.V., incluya en la información anual, a que hace referencia el artículo 33, fracción I, incisos a) y b), numeral 5 y I respectivamente, así como, el artículo 36, fracción I, inciso c) de la Circular Única de Emisoras y 39 de la Circular Única de Auditores Externos, el dictamen sobre los estados financieros que al efecto emití correspondiente al ejercicio social concluido el 31 de diciembre de 2020 y 2019 así como 2019 y 2018. Lo anterior, en el entendimiento de que previamente me cercioraré de que la información contenida en los estados financieros incluidos en la información anual 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
Socio y Apoderado Legal de Mancera, S.C.

Vista Oil & Gas, S.A.B. de C.V.
Al Comité de Auditoría

Para los efectos de lo requerido por el artículo 37 de la CUAE, sobre el cumplimiento de Mancera, S.C., el equipo de auditoría y el Auditor Externo Independiente, con respecto a lo previsto en el artículo 6, y con la finalidad de que Vista Oil & Gas, S.A.B. de C.V. (Compañía) y su Comité de Auditoría den cumplimiento con sus obligaciones establecidas en la citada CUAE respecto de verificar que tanto Mancera, S.C., el equipo de auditoría y el Auditor Externo Independiente, se apegan a los requisitos de independencia, manifiesto bajo protesta de decir verdad que tanto Mancera, S.C., las personas que integran el equipo de auditoría asignado a este proyecto de servicios de auditoría externa de Estados Financieros Básicos de la Compañía por el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2020 conforme al contrato de prestación de servicios con fecha 13 de julio de 2020 celebrado entre Mancera, S.C. y la Compañía (Carta Convenio) y quien suscribe este documento en mi carácter de Auditor Externo Independiente y apoderado legal de Mancera, S.C., que a la fecha de celebración de la Carta Convenio, durante el desarrollo de la auditoría externa y hasta la emisión del informe de Auditoría Externa y de los comunicados y opiniones señalados en el artículo 15 de la CUAE (descritos en los apartados 1a, b y c de la Carta Convenio), cumplimos con los requisitos descritos más adelante:

1. Mancera, S.C., las personas que integran el equipo de auditoría y quien suscribe este documento en mi carácter de Auditor Externo, somos independientes y cumplimos con los supuestos a que se refieren las fracciones I a XI del artículo 6 de la CUAE, según se describe a continuación:

- I. *“Los ingresos que percibe Mancera, S.C., provenientes de la Compañía o, de su controladora, subsidiarias, asociadas, entidades con las que realicen acuerdos con control conjunto o personas morales que pertenezcan al mismo Grupo Empresarial o Consorcio derivados de la prestación de los servicios, no representan en su conjunto el 10 % o más de los ingresos totales de Mancera, S.C., durante el año inmediato anterior al ejercicio auditado al 31 de diciembre de 2020.*
- II. *Ni Mancera, S.C., ni el suscrito en mi carácter de Auditor Externo Independiente de la Compañía ni ningún socio o miembro del Equipo de Auditoría, ha sido cliente o proveedor importante de la Compañía o, de su controladora, subsidiarias, asociadas, entidades con las que realicen acuerdos con control conjunto o personas morales que pertenezcan al mismo Grupo Empresarial o Consorcio, durante el año inmediato anterior al ejercicio auditado al 31 de diciembre de 2020.*

2.

Manifestación al cierre de la auditoría de acuerdo con el artículo 37, sobre el cumplimiento de los requisitos de independencia de acuerdo con el artículo 6, 9 y 10 de la CUAE.

Se considera que un cliente o proveedor es importante cuando sus ventas o compras a la Compañía o, de su controladora, subsidiarias, asociadas, entidades con las que realicen acuerdos con control conjunto o personas morales que pertenezcan al mismo Grupo Empresarial o Consorcio, representen en su conjunto el 10 % o más de sus ventas totales o, en su caso, compras totales.

- III. Ni el suscrito ni algún socio de Mancera, S.C., no son y no fuimos durante el año inmediato anterior a mi designación como Auditor Externo Independiente, consejero, director general o empleado que ocupe un cargo dentro de los dos niveles inmediatos inferiores a este último en la Compañía o, de su controladora, subsidiarias, asociadas, entidades con las que realicen acuerdos con control conjunto o personas morales que pertenezcan al mismo Grupo Empresarial o Consorcio.*
- IV. Ni Mancera, S.C., ni el suscrito ni ningún socio o miembro del Equipo de Auditoría, ni en su caso el cónyuge, concubina, concubinario o dependiente económico de las personas físicas anteriores, tenemos inversiones en acciones o títulos de deuda emitidos por la Compañía o, de su controladora, subsidiarias, asociadas, entidades con las que realicen acuerdos con control conjunto o personas morales que pertenezcan al mismo Grupo Empresarial o Consorcio, ni tenemos títulos de crédito que representen dichos valores o derivados que los tengan como subyacente, salvo que se trate de depósitos a plazo fijo, incluyendo certificados de depósito retirables en días preestablecidos, aceptaciones bancarias o pagarés con rendimiento liquidable al vencimiento, siempre y cuando estos sean contratados en condiciones de mercado.”*

Lo previsto en esta fracción, no es aplicable a:

- a) La tenencia en acciones representativas del capital social de fondos de inversión de renta variable y en instrumentos de deuda.*
- b) La tenencia en acciones representativas del capital social de una sociedad anónima, inscritas en el Registro Nacional de Valores a cargo de la Comisión, a través de fideicomisos constituidos para ese único fin en los que no intervengan en las decisiones de inversión o bien en títulos referidos a índices o canastas de acciones o en títulos de crédito que representen acciones del capital social de dos o más sociedades anónimas emitidos al amparo de fideicomisos.*

- V. *Ni Mancera, S.C. y ni el suscrito, ni ningún socio o miembro del Equipo de Auditoría, ni en su caso, el cónyuge, concubina, concubinario o dependiente económico de las personas físicas anteriores, mantienen con la Compañía o, de su controladora, subsidiarias, asociadas, entidades con las que realicen acuerdos con control conjunto o personas morales que pertenezcan al mismo Grupo Empresarial o Consorcio, deudas por préstamos o créditos de cualquier naturaleza, salvo que se trate de adeudos por tarjeta de crédito, por financiamientos destinados a la compra de bienes de consumo duradero por créditos hipotecarios para adquisición de inmuebles y por créditos personales y de nómina, siempre y cuando sean otorgados en condiciones de mercado.*
- VI. *En su caso, la Compañía o, de su controladora, subsidiarias, asociadas, entidades con las que realicen acuerdos con control conjunto o personas morales que pertenezcan al mismo Grupo Empresarial o Consorcio, no tienen inversiones en Mancera, S.C.*
- VII. *En su caso, ni Mancera, S.C. ni el suscrito en mi carácter de Auditor Externo Independiente, ni ningún socio o miembro del Equipo de Auditoría proporciona a la Compañía, adicionalmente al de auditoría externa de Estados Financieros Básicos conforme a la Carta Convenio, cualquiera de los servicios siguientes:*
- a) *Preparación de los Estados Financieros Básicos incluyendo sus notas, así como de la contabilidad de la Compañía o, de su controladora, subsidiarias, asociadas, entidades con las que realicen acuerdos con control conjunto o personas morales que pertenezcan al mismo Grupo Empresarial o Consorcio, así como de los datos que utilice como soporte para elaborar los mencionados Estados Financieros Básicos, sus notas o alguna partida de estos y cualquier otro tipo de servicio que tenga por objeto la preparación de dichos estados financieros.*
 - b) *Operación, directa o indirecta, de los sistemas de información financiera, o bien, administración de su infraestructura tecnológica que esté relacionada con sistemas de información financiera.*
 - c) *Diseño o implementación de controles internos sobre información financiera, así como de políticas y procedimientos para la administración de riesgos.*
 - d) *Supervisión, diseño o implementación de los sistemas informáticos, sea hardware o software, que concentren datos que soportan los Estados Financieros Básicos o generen información significativa para la elaboración de estos.*

- e) *Valuaciones, avalúos o estimaciones, excepto aquellos relacionados con estudios de precios de transferencia para fines fiscales o que no formen parte de la evidencia que soporta la auditoría externa de Estados Financieros Básicos.*
 - f) *En su caso, administración de la Compañía, temporal o permanente, participando en las decisiones.*
 - g) *Auditoría interna.*
 - h) *Reclutamiento y selección de personal para que ocupen cargos de director general o de los dos niveles inmediatos inferiores al de este, o cualquier persona cuyo puesto le permita ejercer influencia sobre la preparación de los registros contables o de los Estados Financieros Básicos sobre los que en mi carácter Auditor Externo Independiente he de expresar una opinión.*
 - i) *Contenciosos ante tribunales, o cuando Mancera, S.C., o en mi carácter de Auditor Externo Independiente o algún socio o empleado del Despacho, cuenten con poder general con facultades de dominio, administración o pleitos y cobranzas otorgado por la Compañía.*
 - j) *Elaboración de opiniones que, conforme a las leyes que regulan el sistema financiero mexicano, requieran ser emitidas por licenciados en derecho.*
 - k) *Cualquier servicio prestado cuya documentación podría formar parte de la evidencia que soporta la auditoría externa de Estados Financieros Básicos o cualquier otro servicio que implique o pudiera implicar conflictos de interés respecto al trabajo de auditoría externa de Estados Financieros Básicos, conforme a lo señalado en los códigos de ética a que hace referencia la fracción X del artículo 6 de la CUAE.*
- VIII. *Los ingresos que Mancera, S.C. percibe por auditar los Estados Financieros Básicos de la Compañía, no dependen del resultado de la propia auditoría o del éxito de cualquier operación realizada por la Compañía que tenga como sustento el Informe de Auditoría Externa.*
- IX. *Mancera, S.C. no tiene cuentas por cobrar vencidas con la Compañía por honorarios provenientes de servicios de auditoría o por algún otro servicio que ya se haya prestado a la Compañía, a la fecha de emisión del Informe de Auditoría.*

- X. *Ni Mancera, S.C., ni en mi carácter de Auditor Externo Independiente ni ningún socio o miembro del Equipo de Auditoría, se ubica en alguno de los supuestos que prevé el código de ética profesional emitido por el Instituto Mexicano de Contadores Públicos, A.C., o en alguno de los supuestos contemplados en el Código de Ética emitido por la Federación Internacional de Contadores, "International Federation of Accountants", como causales de parcialidad en el juicio para expresar su opinión, siempre que dichos supuestos sean más restrictivos a los contenidos en las Disposiciones.*

- XI. *Mancera, S.C. y el que suscribe no identificaron amenazas que no se hubieran reducido a través de salvaguardas a un nivel aceptable para prestar el servicio de auditoría externa, conforme a los códigos de ética a que hace referencia la fracción X del artículo 6 de la CUAE.*

- XII. *En mi carácter de Auditor Externo Independiente, otorgó mi consentimiento para proporcionar a la Comisión Nacional Bancaria y de Valores (CNBV), la información que está me requiera, a fin de verificar mi cumplimiento con los requisitos señalados anteriormente.*

- XIII. *Mancera, S. C. y el que suscribe, nos obligamos a conservar la información que ampare el cumplimiento de los requisitos de independencia descritos anteriormente, físicamente o a través de imágenes en formato digital, en medios ópticos o magnéticos, por un plazo mínimo de cinco años contados a partir de que se concluya la auditoría.*

Mancera, S.C. y el que suscribe este documento en mi carácter de Auditor Externo Independiente y Apoderado Legal de Mancera, S.C., somos responsables del cumplimiento de los requisitos de independencia a que hacen referencia las disposiciones que se indican en esta manifestación, de acuerdo con el artículo 6 de la CUAE.

El que suscribe este documento en mi carácter de Auditor Externo Independiente, a la fecha de celebración de la Carta Convenio celebrada entre Mancera, S.C., y la Compañía, durante el desarrollo de la auditoría externa de Estados Financieros Básicos por el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2020 y hasta la emisión del informe de Auditoría Externa, así como, de los Comunicados y Opiniones señalados en el artículo 15 de la CUAE no identifiqué amenazas a la independencia, de acuerdo con lo descrito en el artículo 6 de la CUAE."

Suscribe



C.P.C. Juan Carlos Castellanos López
Socio y apoderado legal de Mancera, S.C.

16 de marzo de 2021

Vista Oil & Gas, S.A.B. de C.V.
Comité de Auditoría

Para los efectos de lo requerido por el artículo 37 de la CUAE, sobre el cumplimiento del Auditor Externo Independiente con lo previsto en los artículos 4 y 5 de la CUAE y con la finalidad de que la Compañía Vista Oil & Gas, S.A.B de C.V. (Compañía) y su Comité de Auditoría den cumplimiento con sus obligaciones establecidas en la citada CUAE, respecto de verificar que el Auditor Externo Independiente se apega a la misma, manifiesto bajo protesta de decir verdad en mi carácter de Auditor Externo Independiente y apoderado legal de Mancera, S.C., que a la fecha de celebración del contrato de prestación de servicios con fecha 13 de julio de 2020 celebrado entre Mancera, S.C. y la Compañía (Carta Convenio), durante el desarrollo de la auditoría de estados financieros básicos de la Compañía por el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2020 y hasta la emisión del Informe de Auditoría Externa, así como de los otros comunicados y opiniones señalados en el artículo 15 de la CUAE (los cuales se describen en apartado 1a, b y c de la carta convenio), cumpla con los requisitos a que se refieren los artículos 4 y 5 (los cuales se describen a continuación).

Requisitos:

1. Soy Licenciado en Contaduría y cuento con cédula profesional No. 4094788 expedida en fecha 25 de marzo 2004 por la Secretaría de Educación Pública a través de la Dirección General de Profesiones.
2. Soy socio(a) de Mancera, S.C., Firma contratada por la Compañía, para prestar los servicios de auditoría externa de Estados Financieros Básicos y que cumple con lo previsto en los artículos 9 y 10 de la CUAE y conserva evidencia documental de la implementación del sistema de control de calidad. Consecuentemente cumpla con la Fracción I del Artículo 4 y Fracción II del Artículo 37. Asimismo, la Firma participa en un programa de evaluación de calidad que se ajusta a los requisitos que se contemplan en el artículo 12 de la CUAE. Consecuentemente cumpla con la Fracción III del Artículo 37.
3. Cuento con certificación No. 15757, vigente como contador público, expedida por el Instituto Mexicano de Contadores Públicos, consecuentemente cumpla con la Fracción II del Artículo 4. Asimismo, Mancera, S.C. cuenta con registro No. 01555 vigente, expedido el 8 de junio de 1993 por la Administración General de Auditoría Fiscal Federal del Servicio de Administración Tributaria.

Manifestación al cierre de la auditoría de acuerdo con el artículo 37, sobre el cumplimiento de los requisitos personales y profesionales de acuerdo con los artículos 4 y 5 de la CUAE

4. Compañías públicas: Cuento con experiencia profesional de 18 años en labores de auditoría externa, consecuentemente cumpla con lo previsto en la Fracción III del Artículo 4.
5. Soy independiente en términos del artículo 5 Fracción I y del artículo 6 de la CUAE.
6. No he sido expulsado, ni me encuentro suspendido de mis derechos como miembro del Colegio de Contadores Públicos de México asociación profesional a la que pertenezco, consecuentemente cumpla con lo previsto en el Artículo 5 Fracción II.
7. No he sido condenado por sentencia irrevocable por delito patrimonial o doloso que haya ameritado pena corporal, consecuentemente cumpla con la Fracción III del Artículo 5.
8. No estoy inhabilitado para ejercer el comercio o para desempeñar un empleo, cargo o comisión en el servicio público o en el sistema financiero mexicano, así como no he sido declarado en quiebra o concurso mercantil, en consecuencia no se ha requerido que haya sido rehabilitado para estos efectos, consecuentemente cumpla con la Fracción IV del Artículo 5.
9. No tengo antecedentes de suspensión o cancelación de alguna certificación o registro que para fungir como Auditor Externo Independiente se requiera, por causas imputables al que suscribe y que hayan tenido su origen en conductas dolosas o de mala fe, consecuentemente cumpla con lo requerido en la Fracción V del Artículo 5.
10. No he sido, ni he tenido ofrecimiento para ser consejero o directivo de la Compañía o, de su controladora, subsidiarias, o personas morales que pertenezcan al mismo Grupo Empresarial o Consorcio, consecuentemente cumpla con lo requerido en la Fracción VI del Artículo 5.
11. No he tenido litigio alguno con la Compañía o, con su controladora, subsidiarias, o personas morales que pertenezcan al mismo Grupo Empresarial, consecuentemente cumpla con lo requerido en la Fracción VII del Artículo 5.
12. En mi carácter de Auditor Externo Independiente, otorgó mi consentimiento para proporcionar a la Comisión Nacional Bancaria y de Valores (CNBV), la información que está me requiera, a fin de verificar mi cumplimiento con los requisitos señalados anteriormente.
13. Mancera, S. C. y yo en mi carácter de Auditor Externo Independiente, nos obligamos a conservar la información que ampare el cumplimiento de los requisitos personales y profesionales descritos anteriormente, físicamente o a través de imágenes en formato digital, en medios ópticos o magnéticos, por un plazo mínimo de cinco años contados a partir de que se concluya la auditoría.

14. He participado en la realización de la auditoría de estados financieros básicos de la Compañía, en mi carácter de Auditor Externo Independiente durante 4 años. Asimismo, Mancera, S.C. ha prestado servicios de auditoría de estados financieros básicos para la compañía, durante 4 años.

Con base en lo anterior, a la fecha de celebración de la Carta Convenio entre Mancera, S.C. y la Compañía, durante el desarrollo de la auditoría externa de Estados Financieros Básicos de la Compañía por el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2020 y hasta la emisión del Informe de Auditoría Externa, así como, de los otros Comunicados y Opiniones señalados en el artículo 15 de la CUAE, no me coloque en algún supuesto de incumplimiento con los requisitos personales y profesionales, de acuerdo con lo indicado en los artículos 4 y 5 de la CUAE.

Suscribe



C.P.C. Juan Carlos Castellanos López
Socio y Apoderado legal de Mancera, S.C.

Manifestación al cierre de la auditoría de acuerdo con el artículo 37, sobre el cumplimiento de los requisitos personales y profesionales de acuerdo con los artículos 4 y 5 de la CUAE



Informe Anual del Comité de Auditoría 2020



Ciudad de México, Estados Unidos Mexicanos al 16 de marzo de 2021

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"), con fundamento en lo dispuesto por el artículo 43, fracción II y 42 fracción II(e) de la Ley del Mercado de Valores ("LMV") 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 2020 al 31 de diciembre de 2020.

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 periodo comprendido entre el 1 de enero de 2020 y el 31 de diciembre de 2020, 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 2020, 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 con los auditores externos de la Sociedad, nos cercioramos de que cumplieran los requisitos de independencia, de conformidad con la ley aplicable.

El Comité 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

El Comité supervisó la implementación y el desarrollo del Proyecto SOX, a fin de establecer un marco integrado que permita desarrollar sistemas de control interno de manera eficaz y eficiente, aumentando la transparencia en los reportes financieros y estandarizar un sistema de controles y análisis de objetivos.

MEDIDAS PREVENTIVAS Y CORRECTIVAS

Durante el ejercicio 2020, 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.

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 2020, 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

Durante el ejercicio social señalado, el Comité de Auditoría se reunió para sesionar en forma presencial en una ocasión el 26 de febrero y, luego como consecuencia de la pandemia COVID-19, sesionó en forma virtual, adoptando un conjunto de resoluciones unánimes fuera de sesión del Comité de Auditoría en cuatro ocasiones distintas, en las siguientes fechas: (i) 11 de marzo; (ii) 28 de abril; (iii) 28 de julio; y (iv) 28 de octubre.

Hemos llevado a cabo reuniones virtuales 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 en forma virtual 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 y sus anexos, las cuales fueron revisadas y aprobadas oportunamente por los integrantes del Comité.

El Presidente del Comité rindió reportes periódicos 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 2020.

Atentamente,

Pierre Jean Sivignon
Presidente del Comité de Auditoría
de Vista Oil & Gas, S.A.B. de C.V.



II. INFORMACIÓN FINANCIERA 2019



*Estados Financieros Consolidados auditados al 31 de diciembre de
2019*



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

Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2019 y 2018 y
por los años finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018.



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”), que comprenden el estado consolidado de situación financiera al 31 de diciembre de 2019, el estado consolidado de resultados, el estado consolidado de utilidad integral, el estado de variaciones en el capital contable y el estado de flujos correspondientes al ejercicio terminado en dicha fecha, así como las notas explicativas de los estados financieros consolidados que incluyen un resumen de las políticas contables significativas.

En nuestra opinión, los estados financieros consolidados adjuntos 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 2019, así como sus resultados consolidados y sus flujos de efectivo consolidados correspondientes al ejercicio terminado en dicha fecha, de conformidad con las Normas Internacionales de Información Financiera (“NIIF”), como han sido emitidas por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad.

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 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 nuestra auditoría de los estados financieros consolidados 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.

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 2019 alrededor del 97% de los activos no corrientes de la Compañía se encuentran localizados en Argentina. Durante el ejercicio de 2019, 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 asimismo los precios internacionales del crudo y gas han presentado variaciones importantes.

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) evaluamos la razonabilidad de la determinación del valor razonable, 4) 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 2019 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 consolidados

Nuestros objetivos son obtener una seguridad razonable de que los estados financieros consolidados en su conjunto están libres de desviación material, debido 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 consolidados.

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 consolidados, debido 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 debido a fraude es más elevado que en el caso de una desviación material debido 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 consolidados 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 consolidados, incluida la información revelada, y si los estados financieros consolidados 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 consolidados. 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 consolidados 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

A handwritten signature in black ink, appearing to be 'JC Castellanos López', written in a cursive style.

C.P.C. Juan Carlos Castellanos López
Ciudad de México, México
11 de marzo de 2020

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

Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2019 y 2018 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018.

ÍNDICE

- Estados de resultados y otros resultados integrales consolidados por los años finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018.
- Estados de situación financiera consolidados al 31 de diciembre de 2019 y 2018.
- Estados de variaciones en el capital contable consolidados por los años finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018.
- Estados de flujo de efectivo consolidados por los años finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018.
- Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2019 y 2018 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018.

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

Estados de resultados y otros resultados integrales consolidados por los años finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

	Notas	Año finalizado el 31 de diciembre de 2019	Año finalizado el 31 de diciembre de 2018
Ingreso por ventas a clientes	5	415,976	331,336
Costo de ventas:			
Costos de operación	6.1	(114,431)	(86,245)
Fluctuación del inventario de crudo	6.2	310	(1,241)
Depreciaciones, agotamiento y amortizaciones	2.2/13/14	(153,001)	(74,772)
Regalías		(61,008)	(50,323)
Utilidad bruta		87,846	118,755
Gastos de ventas	7	(27,138)	(21,341)
Gastos generales y de administración	8	(42,400)	(27,122)
Gastos de exploración	9	(676)	(637)
Otros ingresos operativos	10.1	3,165	2,641
Otros gastos operativos	10.2	(6,180)	(18,097)
Utilidad de operación		14,617	54,199
Ingresos por intereses	11.1	3,770	2,532
Gastos por intereses	11.2	(34,163)	(15,746)
Otros resultados financieros	11.3	(715)	(23,416)
Resultados financieros netos		(31,108)	(36,630)
(Pérdida) / Utilidad antes de impuestos		(16,491)	17,569
(Gasto) Impuesto sobre la renta corriente	15	(1,886)	(35,444)
(Gasto) Impuesto sobre la renta diferido	15	(14,346)	(11,975)
(Gasto) de impuesto sobre la renta		(16,232)	(47,419)
(Pérdida) neta del año		(32,723)	(29,850)
Otros resultados integrales			
<i>Otros resultados integrales que no serán reclasificados a resultados en años posteriores</i>			
- (Pérdida) por remediación relacionada con planes de beneficios definidos	22	(1,577)	(3,565)
- Beneficio de impuesto sobre la renta diferido	15	394	891
Otros resultados integrales que no serán reclasificados a resultados en años posteriores		(1,183)	(2,674)
Otros resultados integrales del año, netos de impuestos		(1,183)	(2,674)
Total (pérdida) integral del año		(33,906)	(32,524)
(Pérdida) por acción atribuible a los accionistas de la Compañía			
Acción básica y diluida - (en dólares por acción)	12	(0.409)	(0.527)

Las Notas 1 a 35 son parte integral de estos estados financieros consolidados.

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

Estados de situación financiera consolidados al 31 de diciembre de 2019 y 2018.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

	Notas	Al 31 de diciembre de 2019	Al 31 de diciembre de 2018
Activos			
Activos no corrientes			
Propiedad, planta y equipos	13	917,066	820,722
Crédito mercantil	14	28,484	28,484
Otros activos intangibles	14	34,029	31,600
Activos por derecho de uso	2.2	16,624	-
Cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar	16	15,883	20,191
Activos por impuestos diferidos	15	476	-
Total activos no corrientes		1,012,562	900,997
Activos corrientes			
Inventarios	18	19,106	18,187
Cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar	16	93,437	86,050
Caja, bancos e inversiones corrientes	19	260,028	80,908
Total activos corrientes		372,571	185,145
Total activos		1,385,133	1,086,142
Capital contable y pasivos			
Capital contable			
Capital social	20.1	659,399	513,255
Pago basado en acciones		15,842	4,021
Otros resultados integrales acumulados		(3,857)	(2,674)
Pérdidas acumuladas		(67,668)	(34,945)
Total capital contable		603,716	479,657
Pasivos			
Pasivos no corrientes			
Pasivos por impuestos diferidos	15	147,019	133,757
Pasivos por arrendamientos	2.2	9,372	-
Provisiones	21	21,146	16,186
Préstamos	17.1	389,096	294,415
Títulos opcionales	17.3	16,860	23,700
Beneficios a empleados	22	4,469	3,302
Cuentas por pagar y otras cuentas por pagar	25	419	1,007
Total pasivos no corrientes		588,381	472,367
Pasivos corrientes			
Provisiones	21	3,423	4,140
Pasivos por arrendamiento	2.2	7,395	-
Préstamos	17.1	62,317	10,352
Salarios y contribuciones sociales	23	12,553	6,348
Impuesto sobre la renta por pagar	15	3,039	22,429
Otros impuestos y regalías por pagar	24	6,040	6,515
Cuentas por pagar y otras cuentas por pagar	25	98,269	84,334
Total pasivos corrientes		193,036	134,118
Total pasivos		781,417	606,485
Total capital contable y pasivos		1,385,133	1,086,142

Las Notas 1 a 35 son parte integral de estos estados financieros consolidados.

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

Estados de variaciones en el capital contable consolidados por los años finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

	Capital Social	Pago basado en acciones	Interés minoritario	Otros resultados integrales acumulados	Pérdidas acumuladas	Total capital contable
Saldos al 31 de diciembre de 2017	25	-	-	-	(5,095)	(5,070)
Resultado del ejercicio	-	-	-	-	(29,850)	(29,850)
Otros resultados integrales del ejercicio	-	-	-	(2,674)	-	(2,674)
Total resultados integrales	-	-	-	(2,674)	(29,850)	(32,524)
- Emisión Acciones Serie A, neta de costos de emisión (Nota 20.1)	513,230	-	-	-	-	513,230
- Pagos basados en acciones (Nota 7)	-	4,021	-	-	-	4,021
- Interés minoritario originado por combinación de negocios (Nota 31.1.3)	-	-	1,307	-	-	1,307
- Adquisición de interés minoritario (Nota 31.1.3)	-	-	(1,307)	-	-	(1,307)
Saldos al 31 de diciembre de 2018	513,255	4,021	-	(2,674)	(34,945)	479,657
Resultado del ejercicio	-	-	-	-	(32,723)	(32,723)
Otros resultados integrales del ejercicio	-	-	-	(1,183)	-	(1,183)
Total resultados integrales	-	-	-	(1,183)	(32,723)	(33,906)
- Emisión de acciones Serie A, neto de costos de emisión (Nota 20.1)	146,144	-	-	-	-	146,144
- Pagos basados en acciones (Nota 7) ⁽¹⁾	-	11,821	-	-	-	11,821
Saldos al 31 de diciembre de 2019	659,399	15,842	-	(3,857)	(67,668)	603,716

⁽¹⁾Incluye 10,655 de pagos basados en acciones y 1,166 de impuesto diferido.

Las Notas 1 a 35 son parte integral de estos estados financieros consolidados.

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

Estados de flujos de efectivo consolidados por los años finalizados el 31 de diciembre de 2018 y 2019.
(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

	Notas	Año finalizado el 31 de diciembre de 2019	Año finalizado el 31 de diciembre de 2018
Flujos de efectivo de las actividades de operación			
(Pérdida) neta del año		(32,723)	(29,850)
Ajustes para conciliar los flujos netos de efectivo			
Partidas relacionadas con actividades de operación:			
(Reversión) / Constitución de reserva por pérdidas crediticias esperadas	7	(118)	539
Fluctuación cambiaria de moneda extranjera, neta	11.3	2,991	(3,005)
Descuento de obligación por taponamiento de pozos	11.3	1,723	897
Incremento neto en provisiones	10.2	2,210	2,533
Gastos por intereses de arrendamiento	11.3	1,561	-
Descuento de activos y pasivos a valor presente	11.3	10	2,743
Pagos basados en acciones	8	10,655	4,021
Costo neto del periodo por beneficios a empleados	22	220	368
Impuesto sobre la renta	15	16,232	47,419
Partidas relacionadas con actividades de inversión:			
Depreciaciones y agotamientos	2.2/13	151,483	73,975
Amortización de activos intangibles	14	1,518	797
Ingresos por intereses	11.3	(3,770)	(2,532)
Cambios en el valor razonable de activos financieros	11.3	(873)	(1,415)
Partidas relacionadas con actividades de financiamiento:			
Gastos por intereses	11.2	34,163	15,746
Cambios en el valor razonable de los títulos opcionales	11.3	(6,840)	8,860
Costo por cancelación de préstamos y costo amortizado	11.3	2,076	14,970
Cambios en activos y pasivos operativos:			
Cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar		(2,065)	(32,966)
Inventarios		(609)	(10,951)
Cuentas por pagar y otras cuentas por pagar		(22,113)	33,920
Pagos de beneficios a empleados		(631)	(727)
Salarios y contribuciones sociales		5,406	3,576
Otros impuestos y regalías por pagar		2,377	9,979
Provisiones		(2,298)	551
Pago de impuesto sobre la renta ⁽¹⁾		(26,327)	(16,642)
Flujos netos de efectivo generados por actividades operativas		134,258	122,806
Flujos de efectivo de las actividades de inversión:			
Consideración pagada por adquisiciones de negocios netas de efectivo adquirido	31.4	-	(708,136)
Pagos por adquisiciones de propiedad, planta y equipos		(240,315)	(117,837)
Pagos por adquisiciones de otros activos intangibles	14	(4,225)	(31,486)
Cobros procedentes de otros activos financieros		5,761	16,680
Cobros procedentes de intereses cobrados		3,770	2,532
Flujos netos de efectivo (aplicados) en actividades de inversión		(235,009)	(838,247)

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

Estados de flujos de efectivo consolidados por los años finalizados el 31 de diciembre de 2018 y 2019.
(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

	Notas	Año finalizado el 31 de diciembre de 2019	Año finalizado el 31 de diciembre de 2018
Flujos de efectivo de las actividades de financiamiento:			
Adquisición de interés minoritario	31.1.2	-	(1,307)
Pago de redención de Acciones Serie A	17.2	-	(204,590)
Emisión de acciones Serie A netas de costos de emisión	20.1	146,144	70,739
Préstamos recibidos	17.2	234,728	560,000
Pago de costos de emisión de préstamos	17.2	(1,274)	(18,280)
Pago de préstamos - capital	17.2	(90,233)	(260,000)
Pago de préstamos - intereses	17.2	(32,438)	(5,018)
Pago de arrendamientos	2.2	(7,619)	-
Procedente de otros pasivos financieros, neto de efectivo y equivalentes de efectivo restringido	19/27	16,993	-
Flujos netos de efectivo generados en actividades de financiamiento		266,301	141,544
Aumento / (Disminución) de efectivo y equivalente de efectivo neto		165,550	(573,897)
Efectivo y equivalente de efectivo al inicio del año	19	66,047	655,232
Efecto de la exposición del efectivo y equivalente de efectivo a cambios en la moneda extranjera		2,633	(15,288)
Aumento / (Disminución) de efectivo y equivalente de efectivo neto		165,550	(573,897)
Efectivo y equivalente de efectivo al cierre del año	19	234,230	66,047
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		23,943	24,939
Cambios en la provisión por obligación de taponamiento de pozos que impactan en propiedad, planta y equipos	13	4,141	11,839
Capitalización de acciones Serie A	20.1	-	442,491
Intercambio de activos		-	23,157

⁽¹⁾ Incluye 13,087 correspondiente al impuesto sobre la renta determinado por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018.

Las Notas 1 a 35 son parte integral de estos estados financieros consolidados.

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2019 y 2018 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

Nota 1. Información de la Compañía

1.1 Información general

Vista Oil & Gas, S.A.B. de C.V. (“VISTA”, la “Compañía” o “el Grupo”) es una sociedad anónima bursátil de capital variable constituida en México 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” (“S.A.B.”).

El objeto social de la Compañía es:

- (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.

Desde su fundación hasta el 4 de abril de 2018, todas las actividades de la Compañía se relacionaron con su constitución, la Oferta Pública Inicial (“OPI”) en la Bolsa Mexicana de Valores (“BMV”) y los esfuerzos dirigidos a detectar y consumir la combinación de negocios inicial. A partir de esa fecha, la actividad principal de la Compañía es la exploración y producción de petróleo y gas (“Upstream”) a través de sus subsidiarias.

Las operaciones de upstream que posee la Compañía son las siguientes:

En Argentina

En la cuenca Neuquina:

- (i) 100% en las concesiones de explotación convencionales 25 de Mayo - Medanito SE; Jagüel de los Machos; Entre Lomas Neuquén; Entre Lomas Río Negro y Agua Amarga (operadas);
- (ii) 100% en las concesiones de explotación no convencionales Bajada del Palo Oeste y Bajada del Palo Este (operadas);
- (iii) 55% de la concesión de explotación de Coirón Amargo Norte (operada);
- (iv) 90% de la concesión de explotación no convencional Águila Mora (operada);
- (v) 10% de la concesión de explotación no convencional Coirón Amargo Sur Oeste (no operada).

En la cuenca del Golfo San Jorge:

- (i) 16.9% de la concesión de explotación Sur Río Deseado Este (no operada); y

En la cuenca Noroeste:

- (i) 1.5% de la concesión de explotación en Acambuco (no operada).

En México

- (i) 50% del bloque CS-01 (no operado);
- (ii) 50% del bloque A-10 (no operado); y
- (iii) 50% del bloque TM-01 (no operado).

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.

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2019 y 2018 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

1.2 Oferta Pública con cotización en la Bolsa de Nueva York (“NYSE”)

El 25 de julio de 2019 la Compañía realizó su oferta pública en la Bolsa de Nueva York, y comenzó a operar bajo el símbolo “VIST” al día siguiente. En la misma fecha, la Compañía emitió acciones Serie A adicionales en la BMV. Ver la Nota 20 para mayores detalles.

1.3 Aleph Midstream, S.A.

Al 31 de Diciembre de 2018, Aleph Midstream, S.A. (en adelante “Aleph Midstream” o “Aleph”) era una subsidiaria controlada al 100% por Vista. Con fecha 27 de junio de 2019 Vista firmó un acuerdo de inversión con una afiliada de Riverstone (parte relacionada) y una afiliada de Southern Cross Group (conjuntamente “los inversores”), para invertir en Aleph, una empresa de midstream en Argentina. Mediante el mencionado acuerdo los inversores se comprometieron a adquirir el 99,73% del capital de Aleph. Con fecha 27 de diciembre de 2019, la Compañía acordó la recompra de las acciones adquiridas por los inversores. Ver la Nota 27 para mayores detalles.

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 2019 y 2018 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018, han sido preparados 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 consolidados se han preparado sobre la base del costo histórico, excepto por ciertos activos y pasivos financieros que se han medido al valor razonable. Los estados financieros consolidados se presentan en dólares estadounidenses (“US”) y todos los valores se redondean en miles (US .000), excepto cuando se indique lo contrario.

Estos estados financieros consolidados han sido aprobados para su emisión por el Consejo de Administración el 11 de marzo de 2020 y se consideran los eventos posteriores hasta dicha fecha. Estos estados financieros serán presentados en la Asamblea General de Accionistas el 21 de abril de 2020. Los accionistas tienen el poder de aprobar y modificar los estados financieros de la Compañía.

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 NIIF 16 usando el método retrospectivo modificado 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.

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

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2019 y 2018 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

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. 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 y otras cuentas por cobrar y las cuentas por pagar 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 por 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 pasivos por arrendamiento, ajustados por cualquier pago relacionado y 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:

- (i) Utilizó una tasa de descuento única para una cartera de arrendamientos con características razonablemente similares;
- (ii) 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;
- (iii) Se utilizó una revisión retrospectiva para determinar el plazo del arrendamiento en el que el contrato contiene opciones para extender o terminar el arrendamiento.

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2019 y 2018 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

b) 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 aplican desde la fecha de 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. Favor de referirse a la Nota 2.3.4 para mayores detalles con respecto a la política contable para evaluar el deterioro de activos no financieros.

• 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 ejerza 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 incrementará 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 de activos de bajo valor 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 están bajo su control y afecta su capacidad para ejercer (o no ejercer) la opción de renovar (por ejemplo, un cambio en la estrategia comercial).

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

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2019 y 2018 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

c) 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			Pasivos por arrendamiento
	Edificios	Planta y maquinaria	Total	
Al 1 de enero de 2019	1,843	10,260	12,103	(12,103)
Adiciones	873	9,478	10,351	(10,351)
Depreciación ⁽¹⁾	(656)	(5,174)	(5,830)	-
Pagos	-	-	-	7,619
Gastos por intereses ⁽²⁾	-	-	-	(1,932)
Al 31 de diciembre de 2019	2,060	14,564	16,624	(16,767)

(1) Se incluye la depreciación servicios de perforación que se capitalizan como obras en curso por un monto de 1,326.

(2) El monto incluye transferencias de arrendamientos por servicios de perforación incurridos, que fueron capitalizados en obras en curso por 371.

Al 31 de Diciembre de 2019, se reconocieron en el estado de resultados y otros resultados integrales dentro de gastos generales y de administración contratos de arrendamientos a corto plazo y de bajo valor por 201.

CINIIF 23: Incertidumbre sobre los Tratamientos del Impuesto a las Ganancias

La Interpretación aborda la contabilización de los impuestos a las ganancias cuando los tratamientos impositivos implican incertidumbre que afecta la aplicación de la NIC 12 Impuestos a las ganancias. 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;
- Los supuestos que una entidad hace sobre 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 sobre la renta. Dado que la Compañía 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.

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.

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2019 y 2018 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

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 remediación del 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 remediación 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 (intereses a 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.

Modificaciones a la NIIF 9, NIC 39 y NIIF 7: Reforma del índice de referencia de tasas de interés

London Interbank Offered Rate (la tasa "LIBOR" por sus siglas en inglés) es la tasa de referencia más utilizada en el mercado financiero mundial. Sin embargo, las preocupaciones sobre la continuidad de la misma y otras "IBOR" (interbank offered rates por sus siglas en inglés) a nivel mundial ha llevado a un esfuerzo por identificar tasas de referencia alternativas. En 2017, la Autoridad de Conducta Financiera del Reino Unido anunció que ya no se obligaría a los bancos a utilizar LIBOR para fines de 2021. Esto se aplica en todas las jurisdicciones y en todas las monedas.

En septiembre de 2019, el IASB emitió modificaciones a la NIIF 9, la NIC 39 y la NIIF 7 – "Instrumentos financieros: Información a revelar", que concluye la primera fase de su trabajo para dar respuesta sobre los efectos de la reforma de las tasas IBOR, en los reportes financieros. Las enmiendas proporcionan respuestas temporales que permiten que la contabilidad de cobertura continúe durante el período de incertidumbre antes del reemplazo de un índice de referencia de tasa de interés existente con una tasa de interés alternativa casi libre de riesgo.

• Modificaciones a la NIIF 9

Las enmiendas incluyen una serie de exenciones, que se aplican a todas las relaciones de cobertura directamente afectadas por la reforma antes mencionada. Una relación de cobertura se ve afectada si la reforma genera incertidumbres sobre el momento y / o la cantidad de flujos de efectivo basados en el índice de referencia de la partida cubierta o del instrumento de cobertura.

Las modificaciones son efectivas para los períodos anuales que comiencen a partir del 1° de enero de 2020 y deben aplicarse de forma retroactiva. Sin embargo, cualquier relación de cobertura que haya sido previamente designada no se puede restablecer con la solicitud, ni se puede designar ninguna relación de cobertura con el beneficio de la retrospectiva. Se permite la aplicación anticipada.

Al 31 de diciembre de 2019, la Compañía no ha iniciado negociaciones con los bancos para los préstamos afectados por esta enmienda. Adicionalmente, la Compañía tampoco espera ningún impacto ya que no tienen instrumentos de cobertura.

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2019 y 2018 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

Mejoras a las NIIF – Período 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 periodo.

• NIC 12 Impuestos a las ganancias

Las enmiendas aclaran que las consecuencias de los dividendos en el impuesto a las ganancias 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 las ganancias 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 las ganancias 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 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 períodos 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 consolidados comprenden los estados financieros de la Compañía y sus subsidiarias.

2.3.1 Subsidiarias

Las subsidiarias son todas las entidades sobre las cuales la Compañía tiene el control, y esto sucede si y sólo si la misma tiene:

- Poder sobre la entidad;
- Exposición o derechos a rendimientos variables de su participación en 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.

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

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2019 y 2018 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

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 Gerencia, 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 de resultados y otros resultados integrales consolidado; el estado de variaciones en el capital consolidado y; el estado de situación financiera consolidado, respectivamente.

La participación en las subsidiarias mantenidas por la Compañía al final del ejercicio se detalla a continuación:

Nombre de la Subsidiaria	Participación accionaria de la Compañía		Lugar de operación	Actividad principal
	31 de diciembre de 2019	31 de diciembre de 2018		
Vista Holding I S.A. de C.V.	100%	100%	México	Inversora
Vista Holding II S.A. de C.V.	100%	100%	México	Exploración y producción ⁽³⁾
Vista Holding III S.A. de C.V. ⁽¹⁾	100%	100%	México	Servicios
Vista Holding IV S.A. de C.V. ⁽¹⁾	100%	100%	México	Servicios
Vista Complemento S.A. de C.V. ⁽¹⁾	100%	100%	México	Servicios
Vista Oil & Gas Argentina S.A.U. ⁽²⁾	100%	100%	Argentina	Exploración y producción ⁽³⁾
APCO Oil & Gas S.A.U. ⁽⁴⁾	-	100%	Argentina	Exploración y producción ⁽³⁾
APCO Argentina S.A. ⁽⁴⁾	-	100%	Argentina	Inversora

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

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2019 y 2018 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

Nombre de la Subsidiaria	Participación accionaria de la Compañía		Lugar de operación	Actividad principal
	31 de diciembre de 2019	31 de diciembre de 2018		
Aleph Midstream S.A. ⁽¹⁾⁽⁵⁾	0.27%	100%	Argentina	Servicios ⁽⁶⁾
Aluvional Infraestructura S.A. ⁽¹⁾	100%	100%	Argentina	Minería e Industria

(1) Corresponde a empresas establecidas después de la Combinación de Negocios Inicial del 4 de abril de 2018.

(2) En adelante Vista Argentina (Anteriormente conocida como Petrolera Entre Lomas S.A.)

(3) Se refiere a la exploración y producción de gas y petróleo.

(4) Compañías absorbidas por Vista Argentina, producto de un proceso de reorganización societaria, cuya fecha efectiva fue el 1 de enero de 2019.

(5) Ver Nota 27.

(6) Incluye operaciones destinadas a la captación, tratamiento, transporte y distribución de hidrocarburos y sus derivados.

La participación de la Compañía 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 sus subsidiarias, que no generan pérdida de control, se contabilizan como transacciones de capital.

2.3.2. Cambios en la participación

Los cambios en las participaciones de la Compañía 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 de la Compañía 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 la Compañía 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 la Compañía hubiera dispuesto directamente de los activos o pasivos relacionados. Esto puede significar que los montos previamente reconocidos en otros resultados integrales se reclasifican al estado de resultados consolidado y otros resultados integrales.

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 al estado de resultados.

2.3.3. Acuerdos conjuntos

De acuerdo a 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 operaciones conjuntas, pero no tiene 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;

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2019 y 2018 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

- 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 han calculado sobre la base de los últimos estados financieros o información financiera disponibles al final de cada 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 de la Compañía 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 de la Compañía realiza transacciones con una operación conjunta en la que una entidad de la Compañía 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 29 se describen las operaciones conjuntas.

2.3.4 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. La Compañía 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.

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2019 y 2018 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

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.

La Compañía 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.

2.4 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” o “CODM” por sus siglas en inglés).

El CODM, 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.

2.4.2 Propiedad, planta y equipos

La propiedad, planta y equipos se mide siguiendo el modelo de costos donde, después del reconocimiento inicial, el activo se valúa al costo menos la depreciación y menos cualquier pérdida por deterioro acumulada posterior.

Los costos subsiguientes 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 fluyan a la Compañía 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 y cualquier cambio se reconoce 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 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,

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2019 y 2018 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

según corresponde. 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 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:

Edificios	50 años
Rodados	5 años
Maquinarias e instalaciones	10 años
Equipamiento de computación	3 años
Muebles y útiles	10 años

Los terrenos no se deprecian.

2.4.2.2 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 por taponamiento de pozos.

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 incurrin.

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.

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2019 y 2018 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

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 Gerencia 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.

En el caso de intercambio de activos (swaps) que involucran solo activos de exploración y evaluación, 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 se ha asignado a una UGE y parte de la operación dentro de esa unidad se elimina, dicho crédito mercantil asociado con esa operación eliminada es incluida dentro del valor en libros de esa operación para determinar la ganancia o pérdida por disposición.

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 valor recuperable es el mayor entre: (i) el valor razonable de un activo menos los costos de disposición y; (ii) 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. Los activos no financieros que han sido amortizados son revisados para una posible reversión del deterioro al final de cada período de reporte.

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2019 y 2018 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

2.4.5 Conversión de moneda extranjera

2.4.5.1 Moneda funcional y de presentación

La moneda funcional para la Compañía y cada una de sus subsidiarias es la moneda del entorno económico primario en el que opera cada entidad. La moneda funcional y de presentación de todas las entidades es el US. La determinación de la moneda funcional puede involucrar ciertos juicios para identificar el entorno económico primario y la Compañía reconsidera la moneda funcional 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 distinta a la moneda funcional (“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 consolidado, a menos que se hayan capitalizado.

Los tipos de cambio utilizados al final de cada período son: (i) para los activos, el tipo de cambio comprador al cierre y (ii) para los pasivos el tipo de cambio vendedor al cierre.

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 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.

2.4.6.1.1.2 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.

Todas las inversiones en instrumentos de capital se miden a valor razonable. Para las inversiones de capital que no se mantienen para negociación, la Compañía puede elegir en el momento del reconocimiento inicial, presentar los cambios en el valor razonable a través de otro resultado integral. Al 31 de diciembre de 2019 y 2018, la Compañía no tiene ninguna inversión de capital.

2.4.6.1.2 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 el estado de 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 consolidados. 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.

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2019 y 2018 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

En el caso de 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.

Así mismo aquellas 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.

2.4.6.1.3 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 por cobrar, 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.

La Compañía 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.

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.

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 consolidado a menos que se cumplan los criterios siguientes: (i) la Compañía tiene un derecho exigible legalmente compensable con otros pasivos reconocidos; (ii) 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.

2.4.6.2 Pasivos financieros e instrumentos de capital

2.4.6.2.1 Clasificación como deuda o capital.

Los instrumentos de deuda y capital emitidos por la Compañía 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.

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2019 y 2018 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

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.

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 permanece en el capital hasta que se ejerce la opción de conversión, en cuyo caso, el saldo reconocido en el capital se transfiere a otra cuenta de capital. Cuando la opción de conversión no se ejerce en la fecha de vencimiento de las obligaciones negociables, el saldo reconocido en el capital se transfiere 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 recursos 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 consolidado 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 resultados 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 (i) contraprestación contingente de una adquirente en una combinación de negocios; (ii) operaciones mantenidas para fines comerciales o; (iii) designados como valor razonable con cambios en resultados, se miden posteriormente al costo amortizado utilizando el método de interés efectivo.

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.

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2019 y 2018 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

Los préstamos se clasifican como corrientes o no corrientes, de acuerdo al periodo de cancelación de las obligaciones, según los acuerdos contractuales. Se clasifican como corrientes aquellos cuya liquidación opere dentro de los 12 meses posteriores al cierre.

2.4.6.2.5 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.

2.4.7 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 (“GLP”) se reconocen en el momento en el que el control de los bienes se transfiere al cliente 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 la Compañía espera tener derecho a cambio de esos bienes. El plazo normal de crédito es de 30 para las ventas de petróleo y de 65 días para las ventas de gas natural y GLP. La Compañía ha llegado a la conclusión de que actúa como principal en sus acuerdos de ingresos porque normalmente controla los bienes antes de transferirlos al cliente.

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 son 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.

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 2019 y 2018, la Compañía no tenía activos contractuales.

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.

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. Al 31 de diciembre de 2019 y 2018 la Compañía no tenía ningún pasivo contractual.

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2019 y 2018 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

Otros ingresos

Los otros ingresos operativos corresponden, principalmente, a la prestación de servicios a terceros. La Compañía reconoce los ingresos por la prestación de servicios a lo largo del tiempo, utilizando un método de entrada para medir el progreso hacia la satisfacción completa del servicio, porque el cliente recibe y consume simultáneamente los beneficios proporcionados por la Compañía.

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.

2.4.8 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 Precio 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 consolidado 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 el rubro "Propiedad, planta y equipos".

2.4.9 Efectivo y equivalentes de efectivo

Para efectos de presentación del estado de flujos de efectivo consolidado, 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 consolidado. Los mismos no se revelan en el estado de flujos de efectivo consolidado 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.

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2019 y 2018 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

b. Reserva legal

La Compañía, 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. Al 31 de diciembre de 2019 y 2018, la Compañía no ha creado esta reserva, dado que no ha tenido ganancia en los años mencionados.

c. 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 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 de Utilidad Fiscal Neta ("CUFIN").

d. Otros resultados integrales

Incluye ganancias y pérdidas actuariales para planes de beneficios definidos y el efecto fiscal relacionado.

e. 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 liberen, como se indica en la Nota 17.1.

2.4.11 Beneficios para empleados

2.4.11.1 Obligaciones a corto plazo

Los pasivos por salarios y contribuciones que se esperan liquidar dentro de los 12 meses posteriores al cierre del periodo, se reconocen por los montos que se espera pagar cuando se liquiden los mismos; y se exponen en la línea de "Salarios y contribuciones sociales" en el estado de situación financiera consolidado.

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 la Compañía se paga a sus empleados calificados; la cual se calcula utilizando el mismo ingreso imponible que para el impuesto sobre la renta, 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 periodos 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.

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2019 y 2018 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

Adicionalmente, la Compañía opera un plan de beneficios definidos descrito 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 consolidado 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 periódicamente 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 consolidado.

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 temporales 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.

Por los años finalizados al 31 de diciembre de 2019 y 2018, la Compañía no ha capitalizado ningún costo financiero excepto por los intereses de pasivos por arrendamiento revelados en la Nota 2.2, dado que no tuvo activos calificables.

2.4.13 Provisiones y pasivos contingentes

La Compañía reconoce las provisiones cuando se cumplen las siguientes condiciones: (i) tiene una obligación presente o futura como resultado de un evento pasado; (ii) es probable que se requiera una salida de recursos para liquidar dicha obligación y; (iii) el importe puede estimarse de manera confiable. No se reconocen provisiones por futuras pérdidas operativas.

2.4.13.1 Provisión para contingencias

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, dicho reembolso se reconoce como un activo separado pero siempre y cuando el mismo 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.

La Compañía revela en notas a los estados financieros consolidados una breve descripción de la naturaleza de los pasivos contingentes materiales (Ver Nota 21.3)

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.

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2019 y 2018 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

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.

2.4.13.2 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; es probable que se requiera una salida de fondos para liquidar la obligación y existe una estimación confiable del monto que se deba desembolsar.

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.

Si el cambio en la estimación resulta en un aumento en el pasivo por taponamiento y, por lo tanto, un aumento al valor en libros del activo, la Compañía considera si existe o no un indicio 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 consolidado 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.

2.4.13.3 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 sobre la renta e impuesto sobre la renta mínima presunta

2.4.14.1 Impuesto sobre la renta corriente y diferido

Los gastos tributarios del período incluyen el impuesto corriente y el diferido. El impuesto se reconoce en el estado de resultados y otros resultados integrales consolidado, excepto en la medida en que se relacione con partidas reconocidas en otro resultado integral o directamente en el capital.

El cargo por impuesto sobre la renta corriente se calcula en base a las leyes tributarias promulgadas al final del período. 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 y se considera probable que una autoridad tributaria acepte el tratamiento fiscal dado por la Compañía, los impuestos sobre la renta se reconocen de acuerdo con sus declaraciones. 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.

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2019 y 2018 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

El impuesto sobre la renta 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 sobre la renta 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 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 sobre la renta diferido se aplica a las diferencias temporales de las inversiones en subsidiarias y asociadas, excepto en el caso del pasivo por impuestos sobre la renta diferidos, en el que la Compañía controla el momento de la reversión de la diferencia temporal y es probable que la misma no se revierta 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 temporales y se espere que se reviertan en un futuro previsible.

Los activos y pasivos por impuesto sobre la renta diferido solo se compensan cuando existe un derecho legalmente exigible; y se relacionan con los impuestos sobre la renta aplicados por la misma autoridad tributaria, en la misma entidad imponible o distintas siempre que haya 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 activos y pasivos por impuestos diferidos se miden a las tasas impositivas que se espera que se apliquen en el período en que se liquiden los mismos, sobre la base de las tasas impositivas (y leyes fiscales) que se han promulgado al final del período.

La medición de los activos y pasivos por impuestos diferidos refleja las consecuencias fiscales que se derivan de la forma en que la Compañía espera, recuperar o liquidar el valor en libros de sus activos y pasivos.

Las tasas de impuesto a las utilidades vigentes al 31 de diciembre de 2019 y 2018 en México y Argentina (ver Nota 32) es del 30%.

2.4.14.2 Impuesto sobre la renta mínima presunta

Las subsidiarias de la Compañía en Argentina evalúan el impuesto sobre la renta mínima presunta aplicando la tasa actual del 1% sobre los activos computables al cierre de cada período.

Este impuesto es complementario al impuesto sobre la renta en Argentina y solo es aplicable a la Compañía en el caso de que resulte mayor al impuesto sobre la renta.

Sin embargo, si el impuesto sobre la renta mínima presunta excede el impuesto sobre la renta durante un año fiscal, tal exceso se podrá computar a cuenta de pagos futuros de impuesto sobre la renta que se pueda generar en los siguientes diez años.

La Compañía tiene registrado un activo por impuesto sobre la renta mínima presunta incluido en otras cuentas por cobrar por 1,462. El mismo podrá ser imputado contra ganancias fiscales que se generen hasta el 31 de diciembre de 2028.

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.

2.4.15 Pagos basados en acciones

Los empleados de la Compañía (incluidos los ejecutivos principales) reciben una remuneración en acciones; por lo que prestan servicios como contraprestación por instrumentos de capital (transacciones liquidadas por capital).

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2019 y 2018 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

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 ("Pagos basados en 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 de la Compañía de la cantidad de instrumentos de capital que finalmente se otorgarán. El gasto o crédito en el estado de resultados y otros resultados integrales consolidado para un periodo 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 de la Compañía 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 la pérdida por acción diluidas (se proporcionan más detalles en la Nota 12).

El 22 de marzo de 2018 la Compañía aprobó un Plan de Incentivos a Largo Plazo ("LTIP" por sus siglas en inglés) que consiste en un plan para que la Compañía 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: (i) Plan de opción de compra de acciones; (ii) Unidades de acciones restringidas y; (iii) 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. 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 Pagos basados en acciones, 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 otorgamiento, 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 Pagos basados en acciones durante el período de servicio requerido.

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2019 y 2018 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

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 2019 y 2018, la Compañía no ha otorgado ningún PRS.

2.5 Marco regulatorio

A- Argentina

Petróleo y gas

2.5.1 Marco normativo de la actividad hidrocarburífera en Argentina

En la República Argentina la actividad de exploración, explotación, transporte y comercialización de hidrocarburos se rige por la Ley No. 17,319, modificada por la Ley No. 27,007.

A continuación, se detallan los principales cambios introducidos por la Ley No. 27,007:

(i) 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.

(ii) 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.

(iii) 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.

Sin perjuicio de ello, la Provincia del Neuquén posee su propia Ley de Hidrocarburos No. 2,453. Por lo tanto los activos que la Compañía posee en la Provincia del Neuquén se rigen por esa Ley, mientras que los demás, ubicados en la Provincia de Santa Cruz, Rio Negro y Salta se rigen por la Ley No. 17,319 y sus modificaciones

2.5.1.1 Decreto de Necesidad y Urgencia No. 566/2019

Mediante Decreto de Necesidad y Urgencia No. 566/2019 de fecha 15 de agosto de 2019, y efectivo desde el 16 de agosto de 2019 (el "Decreto No. 566/2019"), el gobierno de la República Argentina determinó que durante el período comprendido desde la entrada en vigencia del Decreto No. 566/2019 hasta los noventa (90) días corridos siguientes al mismo (el "Período de Vigencia"):

(i) las entregas de petróleo crudo efectuadas en el mercado local durante el Período de Vigencia deberán ser facturadas y pagadas al precio convenido entre las empresas productoras y refinadoras al día 9 de agosto de 2019, aplicando un tipo de cambio de referencia de 45.19 pesos argentino ("ARS")/US y un precio de referencia Brent de 59 US/ barril ("bbl");

(ii) que el precio tope de naftas y gasoil en todas sus calidades, comercializados por las empresas refinadoras y/o los expendedores mayoristas y/o minoristas en el país, en todos los canales de venta, durante el Período de Vigencia, no podrá ser superior al precio vigente al día 9 de agosto de 2019;

(iii) que durante el Período de Vigencia, las empresas refinadoras y los expendedores mayoristas y/o minoristas del país, deberán cubrir, a los precios establecidos en el Decreto No. 566/2019, el total de la demanda nacional de combustibles líquidos en la República Argentina, de conformidad con los volúmenes que les sean requeridos a partir de las prácticas usuales del mercado argentino, proveyendo de manera habitual y continua a todas y cada una de las zonas que integran el territorio de la República Argentina; y

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2019 y 2018 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

(iv) las empresas productoras de hidrocarburos de la República Argentina deberán cubrir el total de la demanda de petróleo crudo que les sea requerido por las empresas refinadoras del mercado argentino, proveyendo de manera habitual y continua a todas las refinерías ubicadas en el territorio de la República Argentina.

Con fecha 20 de agosto de 2019 la Compañía se presentó en los tribunales federales contencioso administrativo competentes para demandar la nulidad de los efectos del Decreto No. 566/2019, solicitando en forma cautelar la inmediata suspensión de los Artículos 1° y 4° del Decreto No. 566/2019 que impusieron precios máximos a la venta de petróleo crudo en el mercado local y la obligación de abastecerlo, todo ello con el objeto de evitar perjuicios sobre las operaciones y los resultados financieros de la Compañía.

Con fecha 3 de diciembre de 2019, la Compañía desistió de la medida cautelar. A la fecha de los presentes estados financieros consolidados, ha finalizado el período de vigencia del mencionado Decreto.

2.5.1.2 Decreto No. 601/19

Mediante el Decreto No. 601/19, de fecha 30 de agosto de 2019, se modificaron las disposiciones del Decreto No. 566/2019 estableciéndose que:

(i) hasta el 13 de noviembre de 2019 las entregas de petróleo crudo efectuadas en el mercado local deberán ser facturadas y pagadas al precio convenido entre las empresas productoras y refinadoras al día 9 de agosto de 2019, aplicando un tipo de cambio de referencia de 46.69 ARS/US y un precio de referencia Brent de 59 US/bbl; y

(ii) el precio tope de naftas y gasoil en todas sus calidades, comercializados por las empresas refinadoras y/o los expendedores mayoristas y/o minoristas, que tengan como destino final el abastecimiento de combustibles por pico de surtidor en bocas de expendio no podrá ser superior al precio vigente al día 9 de agosto de 2019.

A la fecha de los presentes estados financieros consolidados, ha finalizado el período de vigencia del mencionado Decreto.

2.5.1.3 Resolución 557/2019

Mediante Resolución 557/2019, de la Secretaría de Gobierno de Energía del 19 de septiembre de 2019 se estableció que:

(i) durante la vigencia del Decreto No. 601/2019 los precios de naftas y gasoil en todas sus calidades, comercializados por las empresas refinadoras y los expendedores mayoristas y/o minoristas, que tengan como destino final el abastecimiento de combustibles por pico de surtidor en bocas de expendio podrá incrementarse en hasta 4% respecto de los precios vigentes al 9 de agosto de 2019; y

(ii) durante la vigencia del Decreto No. 601/2019 las entregas de petróleo crudo efectuadas en el mercado local deberán ser facturadas y pagadas al precio convenido entre las empresas productoras y refinadoras al 9 de agosto de 2019, aplicando un tipo de cambio de referencia de 49.30 ARS/US, equivalente al 5.58% de incremento sobre el valor de referencia vigente, y un precio de referencia Brent de 59 US/bbl.

A la fecha de los presentes estados financieros consolidados, ha finalizado el período de vigencia de la mencionada Resolución.

2.5.2 Mercado del gas

Durante los últimos años, el Gobierno Nacional de Argentina ha creado diferentes programas para alentar e incrementar la inyección de gas en el mercado interno.

2.5.2.1 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 y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas (la "Comisión") creó el Programa IR que cubre compañías sin producción previa o con un límite de producción de 3.5 MMm³ / día, estableciendo incentivos de precios para aumentos de producción y multas de importación de GLP 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 de la Nación mediante las

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2019 y 2018 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

Resoluciones No. 22/14 y No. 139/14 estableció un precio que oscila entre 4 US/ MMBTU (Por sus siglas en ingles Million of British Thermal Unit) y 7.5 US /MMBTU, basado en la curva de producción más alta alcanzada. El Programa IR tuvo fecha de vigencia hasta diciembre de 2017.

El 1 julio de 2019, mediante Resolución No. 358/19, la Compañía fue notificada por la Secretaría de Energía sobre el plan de cancelación del crédito vinculado con el Programa IR. De acuerdo con dicha resolución, el crédito sería cancelado con bonos emitidos por el Estado Nacional (“Bonos Programas Gas Natural”) denominados en US a amortizar en un plazo máximo de treinta (30) cuotas.

Durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019, la Compañía ha recibido 20,663 en Bonos Programas Gas Natural, de los cuales, al cierre del período 8,257, se han amortizado. Al 31 de diciembre de 2019, el saldo por cobrar registrado por la Compañía vinculado con el Programa IR asciende a 12,406 de valor nominal y 11,397 de valor presente. (Ver Nota 16)

2.5.3 Mercado del petróleo

2.5.3.1 Programa Petróleo Plus

La Compañía 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, la Compañía recibió la cantidad de 2,020 mediante bonos BONAD 2018 con un valor nominal de un US cada uno y 8,081 mediante bonos BONAR 2024 con un valor nominal de un US cada uno, basado en el Decreto No. 1,330/15 mencionado anteriormente.

2.5.4 Regalías y otros cánones

Las regalías se aplican a la producción total de las concesiones convencionales y no convencionales, 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 GLP de boca de pozo. Las regalías se exponen en el estado de resultados y otros resultados integrales consolidado dentro del costo de ventas.

Como parte de las extensiones mencionadas en la Nota 29.3, se incluye un cánón extraordinario sobre la producción del 3% para las áreas convencionales de Entre Lomas Bajada del Palo y del 6.5% para Agua Amarga.

Adicionalmente producto de la Concesión de Explotación No Convencional de Hidrocarburos (“CENCH”) (Ver Nota 29.3), se estableció un porcentaje de regalías sobre la producción del 12%.

B- México

2.5.5 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 GLP, y el transporte (a través de tuberías) y el almacenamiento relacionado de productos petroquímicos, incluido el etano.

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2019 y 2018 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

La legislación promulgada en 2014 incluye la Ley Mexicana de Hidrocarburos (“Ley de Hidrocarburos”), que preserva la propiedad estatal sobre los hidrocarburos mientras se encuentran 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 faculta a las entidades del sector privado a solicitar el otorgamiento de un permiso a la Comisión Reguladora de Energía de México (“CRE”) 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 (“SENER”).

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 de comercialización otorgados por la CRE y los permisos de importación y exportación otorgados por la SENER.

2.5.6 Agencia Gubernamental Autorizada

SENER es la 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, mientras que el Ministerio de Finanzas (“Secretaría de Hacienda y Crédito Público/SHCP”) aprueba los términos fiscales. El SHCP 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 Exploración y Producción (“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 CRE.

2.5.7 Regulaciones del Mercado

De acuerdo con la Ley de Ingresos de la Federación para el año fiscal 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.

2.5.8 Ley Federal de Medio Ambiente

La 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.

2.5.9 Regalías y otros cánones

Las contraprestaciones que se le deben pagar al Estado Mexicano estarán integradas por:

- a) Cuota contractual para la fase exploratoria

Aplica para aquellas áreas que no cuenten con un plan de desarrollo aprobado por la CNH, y se calculan mensualmente aplicando la cuota establecida por cada kilómetro cuadrado que comprenda el área contractual.

- b) Regalías

Las regalías se aplican a la producción total de las concesiones, y se calculan aplicando el porcentaje contractual al precio de venta. El porcentaje contractual puede variar entre el 40% o 45% el cual será ajustado de conformidad con lo establecido en el contrato. Así mismo existe una regalía variable, la cual se aplicará para cada tipo de hidrocarburo mediante la aplicación de la tasa correspondiente al precio de venta. Las regalías se exponen en el estado de resultados y otros resultados integrales consolidado dentro del costo de ventas.

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2019 y 2018 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

Nota 3 Juicios, estimaciones y supuestos contables significativos.

La preparación de los estados financieros consolidados 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 consolidados 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 consolidados.

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 consolidados.

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 consolidados, 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: (i) dichos costos se relacionan con mejoras en la seguridad; (ii) se previene o limita el riesgo de contaminación ambiental; o (iii) los costos se incurren para preparar los activos para la venta y el valor en libros (el cual 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.

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2019 y 2018 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

Con el propósito de determinar el valor razonable de los activos identificables, la Compañía utiliza el enfoque de valuación más representativo para cada activo. Estos métodos incluyen (i) 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 considera 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

La Compañía evalúa 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 inversiones como se establece en la Nota 2.3.3.

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: (i) La forma jurídica del vehículo separado; (ii) Los términos del acuerdo contractual; (iii) 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.

3.1.5 Moneda funcional

La moneda funcional para la Compañía y sus subsidiarias es la moneda del entorno económico primario en el que opera la entidad. La moneda funcional de cada subsidiaria de la Compañía es el US. La determinación de la moneda funcional puede involucrar la realización de ciertos juicios, como la identificación del entorno económico primario. La Compañía reconsidera la moneda funcional 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 de la Compañía 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 la cantidad recuperable de la UGE a las que se relaciona el crédito mercantil deben ser analizadas. Al evaluar si el crédito mercantil se ha deteriorado, el valor en libros de las UGEs a las que se ha asignado el crédito mercantil se compara con su valor recuperable. Cuando el monto recuperable de la UGE es menor que el valor en libros (incluido el crédito mercantil), se reconoce un deterioro.

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2019 y 2018 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

La Compañía tiene un crédito mercantil de 28,484 en su estado de situación financiera consolidado al 31 de diciembre de 2019 y 2018 (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 de PELS A y APCO (Ver Notas 31.1 y 31.3) se ha asignado a la UGE concesiones operadas no convencionales de petróleo y gas en Argentina al 31 de diciembre de 2019 y 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 único segmento de negocio.

Al probar el crédito mercantil por deterioro, la Compañía utiliza el enfoque descrito en la Nota 3.2.2.

Al 31 de diciembre de 2019 y 2018, no se reconocieron pérdidas por deterioro.

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. Una vez integradas las operaciones provenientes de las combinaciones de negocios mencionadas en la Nota 31, la Compañía ha determinado las siguientes: UGEs en Argentina (i) concesiones operadas convencionales de petróleo y gas; (ii) concesiones operadas no convencionales de petróleo y gas; (iii) concesiones no operadas convencionales de petróleo y gas; y (iv) concesiones no operadas no convencionales de petróleo y gas. Así mismo la Compañía ha identificado la siguiente UGE en México: (i) concesiones no operadas convencionales de petróleo y gas.

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: (i) su valor razonable menos los costos de enajenación o disposición por otra vía y; (ii) 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 menos los costos de enajenación 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 valor recuperable utilizado en la evaluación del deterioro es el valor de uso.

El valor recuperable de cada UGE se estima a través de dos métodos: (i) valor actual de los flujos de efectivo netos futuros y; (ii) comparables del mercado. Los planes de negocio de cada UGE, que son aprobados anualmente por la Compañía, son las principales fuentes de información para la determinación del valor de uso.

Como paso inicial en la preparación de estos planes, la Compañía 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.

A cada fecha de reporte 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.

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

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2019 y 2018 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

La determinación de si un activo o UGE está deteriorado, y en qué medida, implica estimaciones de la Compañía 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 propiedades, plantas y equipos 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 las UGEs antes mencionadas es más sensible a los siguientes supuestos:

	Al 31 de diciembre de 2019	Al 31 de diciembre de 2018
Tasas de descuento (después de impuestos)	12.6%	11.9%
Tasas de descuento (antes de impuestos)	18.6%	17.7%
Precios del Petróleo crudo, GLP y del Gas Natural		
Petróleo crudo - Brent (US/bbl.)		
2019	-	70.0
2020	60.0	71.3
2021	60.4	69.6
Gas natural - Precios locales (US/MMBTU)		
2019	-	4.6
En adelante	3.5	4.6
GLP - Precios locales (US/Tn.)		
2019	-	430
En adelante	300	430

- **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 2020 en adelante (Ver Nota 32). 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 Compañía 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 GLP:** los precios de los productos básicos previstos se basan en las estimaciones de la Gerencia y los datos de mercado disponibles.

Para los precios del petróleo crudo, la Compañía consideró descuentos 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.

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 Gerencia 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.

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2019 y 2018 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

- Producción y volúmenes de reservas: el nivel de producción futuro estimado en todas las pruebas de deterioro se basa en las reservas probadas y probables, y 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. Las proyecciones de producción y los supuestos de reservas se basaron en los informes de reservas auditados por consultores externos, y se aplicaron adicionalmente distintos factores de éxito (entre 70% y 100%) para determinar el valor esperado de cada tipo de reserva.

Sensibilidad a los cambios en los supuestos

Con respecto a la evaluación del valor de uso al 31 de diciembre de 2019, la Compañía 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, excepto por los siguiente:

	Al 31 de diciembre de 2019	Al 31 de diciembre de 2018
Tasa de descuento	+/- 100 puntos básicos	+/- 100 puntos básicos
<u>Valor en libros</u>	- / -	- / -
Precios esperados del Petróleo Crudo, Gas natural y GLP	+/- 10%	+/- 10%
<u>Valor en libros</u>	- / -	- / (9,707)

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 2019 y 2018, 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 los años finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018.

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 Compañía del valor de uso y el valor razonable de las UGEs no convencionales, mediante el uso de comparables de mercado al 31 de diciembre de 2019 y 2018.

3.2.3 Impuesto a la utilidad corriente y diferido / Impuesto a la utilidad mínima presunta

La Gerencia 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 temporales 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.

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2019 y 2018 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

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 periodos futuros.

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 Gerencia 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 2019 y 2018 de las obligaciones por taponamiento de pozos es de 21,748 y 16,253, respectivamente (Ver Nota 21.1).

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 34).

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 SOP en la fecha de otorgamiento, la Compañía utiliza el 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.

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2019 y 2018 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

Nota 4. Información por segmento

El CODM es el responsable de la asignación de recursos y la evaluación del desempeño del segmento operativo. El Comité supervisa los resultados operativos y el desempeño de los indicadores de sus propiedades de petróleo y gas en forma agregada, con el propósito de tomar decisiones sobre la ubicación de los recursos, la negociación global con los proveedores y la forma en que se gestionan los acuerdos con los clientes.

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.

Al 31 de diciembre de 2018, todos los ingresos derivan de clientes externos argentinos. Por el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2019 la Compañía generó el 99% de sus ingresos de clientes externos en Argentina y el 1% en México.

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:

	Al 31 de diciembre de 2019	Al 31 de diciembre de 2018
Argentina	982,397	871,313
México	30,165	29,684
Total activos no corrientes	1,012,562	900,997

Nota 5. Ingresos por ventas a clientes

	Año finalizado el 31 de diciembre de 2019	Año finalizado el 31 de diciembre de 2018
Ventas de bienes	415,976	331,336
Ingresos por ventas a clientes Reconocido en un momento determinado	415,976	331,336

Las transacciones de la Compañía y los ingresos principales se describen en Nota 2.4.7. Los ingresos se derivan de los contratos con clientes.

5.1 Información desglosada de ingresos por ventas a clientes

Tipo de productos	Año finalizado el 31 de diciembre de 2019	Año finalizado el 31 de diciembre de 2018
Ingresos por ventas de petróleo crudo	338,272	260,079
Ingresos por ventas de gas natural	71,524	65,164
Ingresos por ventas de GLP	6,180	6,093
Ingresos por contratos con clientes	415,976	331,336

Canales de distribución	Año finalizado el 31 de diciembre de 2019	Año finalizado el 31 de diciembre de 2018
Refinerías	338,272	260,079
Industrias	39,279	51,240
Distribuidores minoristas de gas natural	26,452	10,254
Comercialización de GLP	6,180	6,093
Gas natural para generación eléctrica	5,793	3,670
Ingresos por contratos con clientes	415,976	331,336

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

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2019 y 2018 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

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 se generan principalmente a partir de la venta de petróleo producido, gas natural y GLP a terceros en un momento determinado.

Nota 6. Costos de ventas

Nota 6.1. Costos de operación

	Año finalizado el 31 de diciembre de 2019	Año finalizado el 31 de diciembre de 2018
Honorarios y compensación por servicios	67,209	55,813
Consumo de materiales y reparaciones	17,062	9,694
Salarios y contribuciones sociales	10,943	7,353
Servidumbre y cánones	9,632	7,147
Transporte	2,914	2,204
Beneficios a empleados	2,836	1,421
Gastos generales	3,835	2,613
Total costos de operación	114,431	86,245

Nota 6.2. Fluctuación del inventario de crudo

	Año finalizado el 31 de diciembre de 2019	Año finalizado el 31 de diciembre de 2018
Inventario de petróleo al inicio del ejercicio (Nota 18)	2,722	-
Más: Variación del año		
Incorporación de inventarios por adquisición de negocios	-	3,963
Menos: Inventario de petróleo al cierre del ejercicio (Nota 18)	(3,032)	(2,722)
Total fluctuación del inventario de crudo	(310)	1,241

Nota 7. Gastos de ventas

	Año finalizado el 31 de diciembre de 2019	Año finalizado el 31 de diciembre de 2018
Impuestos, tasas y contribuciones	13,115	10,349
Transporte	9,596	5,878
Impuesto sobre transacciones bancarias	4,495	4,390
(Reversión) / Constitución de reserva por pérdidas crediticias esperadas (Nota 16)	(118)	539
Honorarios y compensación por servicios	50	158
Otros	-	27
Total gastos de ventas	27,138	21,341

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

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2019 y 2018 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

Nota 8. Gastos generales y de administración

	Año finalizado el 31 de diciembre de 2019	Año finalizado el 31 de diciembre de 2018
Salarios y contribuciones sociales	10,958	6,975
Pagos basados en acciones	10,655	4,021
Honorarios y compensación por servicios	9,603	11,066
Beneficios a empleados	6,055	2,366
Impuestos, tasas y contribuciones	1,718	951
Publicidad y promoción institucional	1,179	342
Otros	2,232	1,401
Total gastos generales y de administración	42,400	27,122

Nota 9. Gastos de exploración

	Año finalizado el 31 de diciembre de 2019	Año finalizado el 31 de diciembre de 2018
Gastos geológicos y geofísicos	676	637
Total gastos de exploración	676	637

Nota 10. Otros ingresos y gastos operativos

Nota 10.1 Otros ingresos operativos

	Año finalizado el 31 de diciembre de 2019	Año finalizado el 31 de diciembre de 2018
Servicios de terceros ⁽¹⁾	3,165	2,641
Total otros ingresos operativos	3,165	2,641

⁽¹⁾ Incluye servicios prestados a clientes que no corresponden a la actividad principal de la Compañía.

10.2 Otros gastos operativos

	Año finalizado el 31 de diciembre de 2019	Año finalizado el 31 de diciembre de 2018
Gastos de reestructuración ⁽¹⁾	(3,244)	(12,018)
Provisión de obsolescencia de inventarios ⁽²⁾	(972)	(1,125)
Provisión por remediación ambiental (Nota 21)	(816)	(1,168)
Provisión para contingencias (Nota 21)	(422)	(240)
Costos de transacciones de combinaciones de negocio (Nota 31)	-	(2,380)
Otros	(726)	(1,166)
Total otros gastos operativos	(6,180)	(18,097)

⁽¹⁾ La Compañía registró cargos por reestructuración que incluyen pagos de honorarios y otros gastos no recurrentes: (i) 2,577 relacionados a la creación de un nuevo negocio de midstream mencionado en la Nota 27 y; (ii) 667 relacionados a la reorganización de la estructura del Grupo.

⁽²⁾ Incluye 360 relacionados con materiales y repuestos corrientes, y 612 relacionados con materiales y repuestos no corrientes por el año finalizado el 31 de diciembre de 2019.

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

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2019 y 2018 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

Nota 11. Resultados Financieros

11.1 Ingresos por intereses

	Año finalizado el 31 de diciembre de 2019	Año finalizado el 31 de diciembre de 2018
Intereses financieros	1,328	2,125
Intereses sobre bonos del gobierno a costo amortizado	2,442	407
Total ingresos por intereses	3,770	2,532

11.2 Gastos por intereses

	Año finalizado el 31 de diciembre de 2019	Año finalizado el 31 de diciembre de 2018
Intereses por préstamos (Nota 17.2)	(34,159)	(15,546)
Otros intereses	(4)	(200)
Total gastos por intereses	(34,163)	(15,746)

11.3 Otros resultados financieros

	Año finalizado el 31 de diciembre de 2019	Año finalizado el 31 de diciembre de 2018
Costo por cancelación de préstamos y costo amortizado (Nota 17.2)	(2,076)	(14,970)
Cambios en el valor razonable de los títulos opcionales (Nota 17.5.1)	6,840	(8,860)
Fluctuación cambiaria de moneda extranjera, neta	(2,991)	3,005
Descuento de activos y pasivos a valor presente	(10)	(2,743)
Cambios en el valor razonable de activos financieros	873	1,415
Gastos por intereses de arrendamiento (Nota 2.2)	(1,561)	-
Descuento de obligación por taponamiento de pozos (Nota 21)	(1,723)	(897)
Otros	(67)	(366)
Total otros resultados financieros	(715)	(23,416)

Nota 12. 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 año.

b) Diluida

Las ganancias (pérdidas) diluidas 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 año más el promedio ponderado de 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.

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

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2019 y 2018 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

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 año, no se registra ningún efecto de dilución, siendo la ganancia (pérdida) diluida por acción igual a la básica.

	Año finalizado el 31 de diciembre de 2019	Año finalizado el 31 de diciembre de 2018
(Pérdida) neta del ejercicio	(32,723)	(29,850)
Número promedio ponderado de acciones comunes	80,068	56,609
(Pérdida) básica y diluida por acción (en US por acción)	(0.409)	(0.527)

Al 31 de diciembre de 2019, la Compañía 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) / ganancias por acción diluidas:

- (i) 21,666,667 acciones Series A relacionadas con los 65,000,000 de Títulos Opcionales Serie A (Ver Nota 20.1);
- (ii) 9,893,333 relacionados con los 29,680,000 de Títulos Opcionales (Ver Nota 20.1);
- (iii) 1,666,667 relacionados con 5,000,000 de Título de suscripción de Acciones (“FPA”) (Ver Nota 20.1) y;
- (iv) 8,432,068 de acciones Series A que serán usadas en el LTIP para los empleados y no están garantizadas como parte del LTIP.

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.

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

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2019 y 2018 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018.
(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

Nota 13. Propiedad, planta y equipos

Los cambios en propiedad, planta y equipos por el año finalizado al 31 de diciembre de 2018 son los siguientes:

	Terrenos y edificios	Rodados, maquinarias, instalaciones, equipamiento de computación y muebles y útiles	Propiedad Minera	Pozos e instalaciones de producción	Obras en curso	Materiales y repuestos	Total
Costo							
Saldos al 22 de marzo y 31 de diciembre de 2017	-	-	-	-	-	-	-
Incorporación por adquisición de negocios de PELS A (Nota 31)	296	7,351	59,564	236,406	4,496	4,615	312,728
Incorporación por adquisición de negocios de JdM y Medanito (Nota 31)	1,818	1,726	-	78,298	4,254	-	86,096
Incorporación de adquisición de negocios de APCO (Nota 31)	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
Depreciación acumulada							
Saldos al 22 de marzo y 31 de diciembre de 2017	-	-	-	-	-	-	-
Depreciación del período.	(14)	(1,529)	(1,426)	(71,006)	-	-	(73,975)
Bajas	-	175	-	184	-	-	359
Saldos al 31 de diciembre de 2018	(14)	(1,354)	(1,426)	(70,822)	-	-	(73,616)
Valor neto							
Al 31 de diciembre de 2018	2,207	14,311	349,880	354,140	90,693	9,491	820,722

(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 Coirón Amargo Sur Oeste ("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.

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

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2019 y 2018 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018.
(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

Los cambios en propiedad, planta y equipos por el año finalizado al 31 de diciembre de 2019 son los siguientes:

	Terrenos y edificios	Rodados, maquinarias, instalaciones, equipamiento de computación y muebles y útiles	Propiedad Minera	Pozos e instalaciones de producción ⁽¹⁾	Obras en curso	Materiales y repuestos	Total
Costo							
Saldos al 31 de diciembre de 2018	2,221	15,665	351,306	424,962	90,693	9,491	894,338
Altas	224	83	261	4,596	142,791	96,624	244,579
Transferencias	-	4,697	1,509	229,244	(157,959)	(77,491)	-
Bajas	-	(34)	-	(112)	-	(1,170)	(1,316)
Saldos al 31 de diciembre de 2019	2,445	20,411	353,076	658,690	75,525	27,454	1,137,601
Depreciaciones acumuladas							
Saldos al 31 de diciembre de 2018	(14)	(1,354)	(1,426)	(70,822)	-	-	(73,616)
Depreciaciones del año	(75)	(2,518)	(18,063)	(126,323)	-	-	(146,979)
Bajas	-	34	-	26	-	-	60
Saldos al 31 de diciembre de 2019	(89)	(3,838)	(19,489)	(197,119)	-	-	(220,535)
Valor neto							
Saldos al 31 de diciembre de 2019	2,356	16,573	333,587	461,571	75,525	27,454	917,066

⁽¹⁾ Las altas de pozos e instalaciones de producción incluyen 4,141 de la reestimación de la obligación por taponamiento de pozos.

Ver Nota 3.2.2 para obtener detalles sobre las pruebas de deterioro de las propiedades del petróleo y el gas

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

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2019 y 2018 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

Nota 14. Crédito mercantil y otros activos intangibles.

Las variaciones en el crédito mercantil y otros activos intangibles por el año finalizado al 31 de diciembre de 2018, son los siguientes:

	Crédito Mercantil	Otros activos intangibles		
		Licencias Software	Derechos de exploración	Total
Costo				
Saldos al 22 de marzo y 31 de diciembre de 2017	-	-	-	-
Incorporación por combinación de negocios (Nota 31)	28,484	911	-	911
Altas	-	1,805	29,681	31,486
Saldos al 31 de diciembre de 2018	28,484	2,716	29,681	32,397
Amortización acumulada				
Saldos al 22 de marzo y 31 de diciembre de 2017	-	-	-	-
Amortización del año	-	(797)	-	(797)
Saldos al 31 de diciembre de 2018	-	(797)	-	(797)
Valor neto				
Saldos al 31 de diciembre de 2018	28,484	1,919	29,681	31,600

Las variaciones en el crédito mercantil y otros activos intangibles por el año finalizado al 31 de diciembre de 2019, son los siguientes:

	Crédito Mercantil	Otros activos intangibles		
		Licencias Software	Derechos de exploración	Total
Costo				
Saldos al 31 de diciembre de 2018	28,484	2,716	29,681	32,397
Altas	-	4,225	-	4,225
Bajas	-	-	(278)	(278)
Saldos al 31 de diciembre de 2019	28,484	6,941	29,403	36,344
Amortización acumulada				
Saldos al 31 de diciembre de 2018	-	(797)	-	(797)
Amortización del año	-	(1,518)	-	(1,518)
Saldos al 31 de diciembre de 2019	-	(2,315)	-	(2,315)
Valor neto				
Saldos al 31 de diciembre de 2019	28,484	4,626	29,403	34,029

El crédito mercantil surge de la combinación de negocios (Nota 31) principalmente por 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.

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

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2019 y 2018 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

Para fines de pruebas de deterioro, el crédito mercantil adquirido a través de combinaciones de negocios ha sido asignado en su totalidad a la UGE concesiones operadas no convencionales de petróleo y gas. Las licencias de software se están amortizando a lo largo de la vida útil económica estimada de tres años.

Los derechos de exploración se relacionan con la adquisición del 50% de la participación en el trabajo 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 29.3.10).

Nota 15. Activos y pasivos por impuesto sobre la renta diferido y gastos por impuesto sobre la renta

La composición de los activos y pasivos por impuestos diferidos es la siguiente:

	Al 1 de enero de 2018	Cambios por combinación de negocios	Ganancia (pérdida)	Otros resultados integrales	Al 31 de diciembre de 2018
Otras cuentas por cobrar	-	523	1,253	-	1,776
Beneficios a empleados	-	1,841	(2,134)	891	598
Provisiones	-	5,346	264	-	5,610
Partidas que generan activos por impuesto sobre la renta diferido	-	7,710	(617)	891	7,984
Propiedad, planta y equipos	-	(129,907)	(10,329)	-	(140,236)
Costos de transacción	-	-	(1,351)	-	(1,351)
Activos intangibles	-	(74)	19	-	(55)
Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados	-	(1)	1	-	-
Inventarios	-	-	(40)	-	(40)
Otros	-	(401)	342	-	(59)
Partidas que generan pasivos por impuesto sobre la renta diferido	-	(130,383)	(11,358)	-	(141,741)
Total de partidas que generan impuesto sobre la renta diferido, neto	-	(122,673)	(11,975)	891	(133,757)
	Al 1 de enero de 2019	Ganancia (pérdida)	Otros movimientos del patrimonio	Otros resultados integrales	Al 31 de diciembre de 2019
Inversiones corrientes	-	523	-	-	523
Otras cuentas por cobrar	1,776	(619)	-	-	1,157
Beneficios a empleados	598	635	-	394	1,627
Pago basado en acciones	-	-	1,166	-	1,166
Pérdidas fiscales	-	7,345	-	-	7,345
Provisiones	5,610	1,250	-	-	6,860
Activos por derecho de uso, netos	-	65	-	-	65
Partidas que generan activos por impuesto sobre la renta diferido	7,984	9,199	1,166	394	18,743
Propiedad, planta y equipos	(140,236)	2,168	-	-	(138,068)
Costos de transacción	(1,351)	(249)	-	-	(1,600)
Activos intangibles	(55)	(716)	-	-	(771)
Inventarios	(40)	(1,311)	-	-	(1,351)
Otros	(59)	56	-	-	(3)
Crédito por ajuste por inflación estático y dinámico	-	(23,493)	-	-	(23,493)
Partidas que generan pasivos por impuesto sobre la renta diferido	(141,741)	(23,545)	-	-	(165,286)
Total de partidas que generan impuesto sobre la renta diferido, neto	(133,757)	(14,346)	1,166	394	(146,543)

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

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2019 y 2018 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

Los activos y pasivos por impuesto sobre la renta diferido se compensan en los siguientes casos: (i) cuando existe un derecho legalmente exigible de compensar los activos y pasivos por impuestos; y (ii) cuando los cargos por impuestos a la renta diferidos están asociados con la misma autoridad tributaria. Los siguientes montos se revelan en el estado de situación financiera consolidado:

	Al 31 de diciembre de 2019	Al 31 de diciembre de 2018
Activos por impuesto sobre la renta diferido, neto	476	-
Activos por impuesto sobre la renta diferido, neto	476	-
	Al 31 de diciembre de 2019	Al 31 de diciembre de 2018
Pasivos por impuesto sobre la renta diferido, neto	147,019	133,757
Pasivo por impuesto sobre la renta diferido, neto	147,019	133,757

La composición del impuesto sobre la renta es la siguiente:

	Año finalizado el 31 de diciembre de 2019	Año finalizado el 31 de diciembre de 2018
Impuesto sobre la renta corriente		
Impuesto sobre la renta corriente / (cargo)	(1,886)	(35,444)
Diferencia en la estimación del impuesto sobre la renta del año anterior y la declaración de impuestos	-	-
Impuesto sobre la renta diferido		
Relativo al origen y reversión de diferencias temporales	(14,346)	(11,975)
Impuesto sobre la renta (gasto) en el estado de resultados consolidado	(16,232)	(47,419)
Impuesto diferido con cargo a otros resultados integrales	394	891
Total impuesto sobre la renta (gasto)	(15,838)	(46,528)

A continuación, se muestra una conciliación entre el gasto por impuesto sobre la renta y el monto resultante de la aplicación de la tasa impositiva sobre la utilidad / (pérdida) antes de impuesto a la utilidad:

	Año finalizado el 31 de diciembre de 2019	Año finalizado el 31 de diciembre de 2018
(Pérdida) / Utilidad antes de impuesto sobre la renta	(16,491)	17,569
Tasa de impuesto sobre la renta vigente	30%	30%
Impuesto sobre la renta que surge de aplicar la tasa vigente según las normas impositivas vigentes	4,947	(5,271)
Ítems que ajustan el impuesto sobre la renta (gasto) / beneficio:		
Gastos no deducibles	(1,782)	(6,195)
Ajuste por inflación (Nota 32.1)	(31,796)	-
Efecto sobre la medición de partidas monetarias y no monetarias a moneda funcional	15,395	(39,187)
Pérdidas fiscales y otros activos por impuestos diferidos no reconocidos	(7,285)	(18,190)
Actualización pérdidas fiscales	1,675	-
Efecto relacionado con el cambio de la tasa impositiva del año anterior	2,721	21,491
Otros	(107)	(67)
Total impuesto sobre la renta (gasto)	(16,232)	(47,419)

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

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2019 y 2018 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

Algunas subsidiarias en México tienen pérdidas fiscales acumuladas no reconocidas, para las cuales se ha reconocido un activo por impuesto diferido, y las cuales pueden recuperarse siempre que se cumplan ciertos requisitos. Las pérdidas fiscales acumuladas no reconocidas y sus años de vencimientos son las siguientes:

	Al 31 de diciembre de 2019	Al 31 de diciembre de 2018
2027	7,607	7,110
2028	61,979	56,891
2029 en adelante	23,059	-
Total pérdidas fiscales acumuladas no reconocidas	92,645	64,001

Apertura del pasivo por impuesto sobre la renta:

	Al 31 de diciembre de 2019	Al 31 de diciembre de 2018
<u>Corrientes</u>		
Impuesto sobre la renta, neto de retenciones y anticipos	3,039	22,429
Total corriente	3,039	22,429

Nota 16. Cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar

	Al 31 de diciembre de 2019	Al 31 de diciembre de 2018
--	-------------------------------	-------------------------------

No Corrientes

Otras cuentas por cobrar:

Pagos anticipados, impuestos y otros:

Pagos anticipados y otras cuentas por cobrar	9,594	10,646
Impuesto sobre la renta mínima presunta	1,462	-
Impuesto a los ingresos brutos	455	496
	11,511	11,142

Activos financieros:

Programa de estímulo a la inyección excedente de gas natural (Nota 2.5.2.1)	3,600	9,049
Anticipos y préstamos a empleados	772	-
	4,372	9,049
Total cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	15,883	20,191

	Al 31 de diciembre de 2019	Al 31 de diciembre de 2018
--	-------------------------------	-------------------------------

Corrientes

Cuentas por cobrar:

Cuentas por cobrar de petróleo y gas (neto de estimación por pérdida crediticia)	52,676	55,032
Cheques a depositar	3	883
	52,679	55,915

Otras cuentas por cobrar:

Pagos anticipados, créditos impositivos y otros:

Impuesto sobre la renta	16,274	3,826
Impuesto al valor agregado	3,953	10,127
Gastos prepagados	1,861	572
Impuesto a los ingresos brutos	1,158	1,938
	23,246	16,463

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

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2019 y 2018 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

	Al 31 de diciembre de 2019	Al 31 de diciembre de 2018
Activos financieros:		
Programa de estímulo a la inyección excedente de gas natural (Nota 2.5.2.1)	7,797	6,899
Préstamos con terceros	1,241	-
Cuentas por cobrar terceros	3,797	2,850
Partes relacionadas (Nota 26)	3,169	186
Programa de estabilidad de precios de GLP	480	151
Anticipos a directores y préstamos a los empleados	284	1,818
Saldos por operaciones conjuntas	14	-
Subsidio de propano	-	982
Otros	730	786
	<u>17,512</u>	<u>13,672</u>
Otras cuentas por cobrar	<u>40,758</u>	<u>30,135</u>
Total cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	<u>93,437</u>	<u>86,050</u>

Debido a la naturaleza a corto plazo de las cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes, 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 por lo general tienen un plazo de 30 días para las ventas de petróleo y de 65 días para las ventas de gas natural y GLP.

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. Ninguna de las cuentas por cobrar comerciales que se hayan dado de baja está sujeta a actividades de cumplimiento. 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 2019 y 2018 las cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar vencidas a menos de 90 días ascendían a 6,189 y 11,798 respectivamente, por lo tanto, no se constituyó una provisión por pérdidas crediticias esperadas. Así mismo, se reconoció como provisión para pérdidas crediticias esperadas en cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar de 100 y 257 respectivamente.

Los movimientos en la provisión para las pérdidas crediticias esperadas de las cuentas por cobrar y otras cuentas son los siguientes:

	Al 31 de diciembre de 2019	Al 31 de diciembre de 2018
Saldo al inicio del año	(257)	-
(Reversión) / Constitución de pérdidas crediticias esperadas (Nota 7)	118	(539)
Diferencias de cambio	39	282
Saldo al cierre del año	<u>(100)</u>	<u>(257)</u>

A la fecha de estos estados financieros consolidados, la exposición máxima al riesgo de crédito corresponde al valor en libros de cada clase de cuentas por cobrar.

Nota 17. Activos financieros y Pasivos financieros

17.1 Préstamos

	Al 31 de diciembre de 2019	Al 31 de diciembre de 2018
<u>No corriente</u>		
Préstamos	389,096	294,415
Total no corriente	<u>389,096</u>	<u>294,415</u>

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

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2019 y 2018 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

	Al 31 de diciembre de 2019	Al 31 de diciembre de 2018
Corriente		
Préstamos	62,317	10,352
Total corriente	62,317	10,352
Total préstamos	451,413	304,767

Los vencimientos de los préstamos de la Compañía (excluyendo los pasivos por arrendamientos) y su exposición a las tasas de interés son los siguientes:

	Al 31 de diciembre de 2019	Al 31 de diciembre de 2018
Interés fijo		
Menos de un año	43,370	4,841
De uno a dos años	200,172	14,721
De tres a cinco años	44,932	132,486
Total	288,474	152,048
Interés variable		
Menos de un año	18,947	5,511
De uno a dos años	99,060	14,721
De tres a cinco años	44,932	132,487
Total	162,939	152,719
Total préstamos	451,413	304,767

Ver Nota 17.5.2 para información sobre el valor razonable de los préstamos.

A continuación, se detalla el valor en libros de los préstamos vigentes al 31 de diciembre de 2019:

Subsidiaria	Banco	Fecha de suscripción	Moneda	Capital	Interés	Tasa anual	Vencimiento	Valor en libros
Vista Argentina	Banco Galicia, Banco Itaú			150,000	Variable	LIBOR +4.5%		
Vista Argentina	Unibanco, Banco Santander Río y Citibank NA ⁽¹⁾	Julio 2018	US	150,000	Fijo	8%	Julio 2023	306,199
Vista Argentina	Banco de la Ciudad de Buenos Aires	Marzo 2019	US	7,000	Fijo	0% a 7%	Marzo 2020	7,007
Vista Argentina	Banco BBVA	Julio 2019	US	15,000	Fijo	9.4%	Julio 2022	15,236
Vista Argentina	Banco BBVA	Diciembre 2019	ARS	725,000	Fijo	62%	Marzo 2020	12,496
Vista Argentina	Banco Galicia	Diciembre 2019	ARS	600,000	Variable	Badlar + 8.2%	Marzo 2021	10,289

⁽¹⁾ Durante el plazo del préstamo, la Compañía, a través de sus subsidiarias Vista Argentina, Vista Holding I y Vista Holding II, debe cumplir con las siguientes restricciones, según los parámetros definidos en el contrato de préstamo:

- (i) La relación de la deuda neta consolidada sobre el EBITDA (“Earnings Before Interest, Tax, Depreciation and Amortization”) consolidado.
- (ii) El Índice de Cobertura de Intereses Consolidado al último día de cada trimestre fiscal, comenzando con el trimestre cerrado al 30 de septiembre de 2018: “Ratio de Cobertura de Interés Consolidada” significará, para cualquier fecha de determinación, la proporción de (a) EBITDA consolidado para el período de prueba finalizado en dicha fecha sobre (b) Gastos de Intereses Consolidados para dicho período.
- (iii) La relación de deuda neta consolidada ajustada sobre el EBITDA consolidado ajustado de Vista Holding I.

Esta línea de crédito incluye restricciones que restringen, pero no prohíben, entre otras cosas a Vista Argentina, Vista Holding I y Vista Holding II la capacidad de la Compañía para: (i) incurrir o garantizar deuda adicional; (ii) crear gravámenes sobre sus activos para garantizar la deuda; (iii) disponer de activos; (iv) fusionar o consolidar con una persona o un vendedor o vender o disponer de la totalidad o sustancialmente de todos sus activos; (v) cambiar la línea de negocio

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

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2019 y 2018 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

existente; (vi) declarar o pagar dividendos o devolver cualquier capital; (vii) hacer inversiones; (viii) realizar transacciones con afiliados; y (ix) cambiar las prácticas contables existentes.

Al 31 de diciembre de 2019 y 2018, no hubo incumplimiento de dichas restricciones afirmativas y negativas.

Adicionalmente, Vista Argentina emitió títulos de deuda simples no convertibles, bajo el nombre “Programa de Notas”, aprobado por la Comisión Nacional de Valores (“CNV”) de la República de Argentina, según el siguiente detalle:

Subsidiaria	Instrumento	Fecha de suscripción	Moneda	Capital	Interés	Tasa anual	Vencimiento	Valor en libros
Vista Argentina	Obligaciones Negociables	Julio 2019	US	50,000	Fijo	7.88%	Julio 2021	50,109
Vista Argentina	Obligaciones Negociables	Agosto 2019	US	50,000	Fijo	8.5%	Agosto 2022	50,077

Bajo el mencionado Programa de Notas, la Compañía puede ofrecer públicamente y emitir títulos de deuda en Argentina por un monto total de capital de hasta 800,000 o su equivalente en otras monedas en cualquier momento.

17.1.1. Financiamiento OPIC

El 11 de septiembre de 2019, el Consejo de Administración de Overseas Private Investment Corporation (“OPIC”) aprobó el otorgamiento de un financiamiento por hasta 300,000 a Vista Argentina y 150,000 a Aleph, por un plazo de hasta 10 años, los cuales se encuentran sujeto a la celebración de los documentos definitivos. A la fecha de estos estados financieros, no se han realizado disposiciones de esta línea de crédito.

17.2 Cambios en el pasivo por actividades de financiamiento

Los movimientos en los préstamos fueron los siguientes:

	Al 31 de diciembre de 2019	Al 31 de diciembre de 2018
Saldos al inicio del año	304,767	644,630
Ingresos del préstamo puente ⁽¹⁾	-	260,000
Pago de los costos de transacción del préstamo puente	-	(11,904)
Pago del préstamo puente ⁽¹⁾	-	(260,000)
Pago de redención de Acciones Serie A (Nota 20.1)	-	(204,590)
Pasivo capitalizado relacionado con las acciones Serie A ⁽²⁾	-	(442,491)
Intereses por préstamos (Nota 11.2) ⁽²⁾	34,159	15,546
Préstamos recibidos	234,728	300,000
Pagos costos de transacción	(1,274)	(6,376)
Pago de intereses de los préstamos	(32,438)	(5,018)
Pago de capital de los préstamos	(90,233)	-
Costos por cancelación anticipada de préstamos y costo amortizado (Nota 11.3)	2,076	14,970
Diferencia de cambio	(372)	-
Saldos al cierre del año	451,413	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., por un monto de 260,000 el cual sería destinado a la combinación inicial de negocios. Dicho préstamo poseía fecha de vencimiento el 11 de febrero de 2019 e interés de 3.25%, con incrementos trimestrales, alcanzando el 5% hasta la fecha de vencimiento. El reembolso de la totalidad del capital ocurrió el 19 de julio de 2018.

⁽²⁾ Transacciones que no originaron flujos de efectivo.

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2019 y 2018 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

17.3 Títulos Opcionales

Junto con la emisión de las acciones comunes de la Serie A en la Oferta Pública Inicial, la Compañía colocó 65,000,000 de títulos opcionales para comprar un tercio de las acciones comunes de la Serie A a un precio de ejercicio de 11.50 US/acción (los "Títulos opcionales 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 US 18.00 y la Compañía decide terminar anticipadamente el período de ejercicio de los mismos. 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 mediante un ejercicio "sin pago en efectivo". Si la Compañía elige el ejercicio sin pago 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 acta de emisión de los Títulos Opcionales, que captura el promedio de equivalente en US 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 de títulos opcionales para comprar un tercio de una acción ordinaria Serie A a un precio de ejercicio de 11.50 US/acción (los "Títulos opcionales") por 14,840 en una colocación privada que se realizó concurrentemente con el cierre de la Oferta Pública Inicial en México. Los títulos opcionales son idénticos y fungibles con los Títulos de suscripción de acciones de la Serie A; sin embargo, los primeros, podrían tener diferencias en relación con su terminación anticipada y 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 opcionales son mantenidas por otras personas, entonces serán ejercitadas sobre la misma base que los otros títulos.

El 12 de febrero de 2019, la Compañía completó la venta de 5,000,000 de títulos opcionales para la compra de un tercio de las acciones comunes Serie A de conformidad con un acuerdo de compra a plazo y cierto compromiso de suscripción, a un precio de ejercicio de 11.50 US/acción.

El 15 de agosto de 2018, comenzó el período de ejercicio de los Títulos Opcionales.

Al 31 de diciembre de 2019 y 2018 ninguno de los tenedores de Títulos Opcionales ha ejercido sus derechos conforme a los mismos.

El pasivo por los títulos Opcionales 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.

	<u>Al 31 de diciembre de 2019</u>	<u>Al 31 de diciembre de 2018</u>
<u>No Corriente</u>		
Títulos opcionales	16,860	23,700
Total no corriente	<u>16,860</u>	<u>23,700</u>

17.4 Instrumentos financieros por categoría

El siguiente cuadro presenta los instrumentos financieros por categoría:

	<u>Activos/Pasivos financieros a costo amortizado</u>	<u>Activos/Pasivos financieros a valor razonable</u>	<u>Total activos/pasivos financieros</u>
Al 31 de diciembre de 2019			
Activos			
Bonos del gobierno americano (Nota 22)	7,882	-	7,882
Programa de estímulo a la inyección excedente de gas natural (Nota 16)	3,600	-	3,600
Anticipos y préstamos a empleados (Nota 16)	772	-	772
Total activos financieros no corrientes	<u>12,254</u>	<u>-</u>	<u>12,254</u>

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

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2019 y 2018 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

	Activos/Pasivos financieros a costo amortizado	Activos/Pasivos financieros a valor razonable	Total activos/pasivos financieros
Al 31 de diciembre de 2019			
Caja y bancos (Nota 19)	139,931	-	139,931
Inversiones corrientes (Nota 19)	111,314	8,783	120,097
Cuentas por cobrar de petróleo y gas (Nota 16)	52,676	-	52,676
Programa de estímulo a la inyección excedente de gas natural (Nota 16)	7,797	-	7,797
Cuentas por cobrar terceros (Nota 16)	3,797	-	3,797
Partes relacionadas (Nota 16)	3,169	-	3,169
Préstamos con terceros (Nota 16)	1,241	-	1,241
Programa de estabilidad de precios de GLP (Nota 16)	480	-	480
Anticipos a directores y préstamos a empleados (Nota 16)	284	-	284
Saldos por operaciones conjuntas (Nota 16)	14	-	14
Cheques a depositar (Nota 16)	3	-	3
Otros (Nota 16)	730	-	730
Total activos financieros corrientes	321,436	8,783	330,219
Pasivos			
Préstamos (Nota 17.1)	389,096	-	389,096
Títulos opcionales (Nota 17.3)	-	16,860	16,860
Pasivos por arrendamiento (Nota 2.2)	9,372	-	9,372
Cuentas por pagar y otras cuentas por pagar (Nota 25)	419	-	419
Total pasivos financieros no corrientes	398,887	16,860	415,747
Cuentas por pagar y otras cuentas por pagar (Nota 25)	98,269	-	98,269
Préstamos (Nota 17.1)	62,317	-	62,317
Pasivos por arrendamiento (Nota 2.2)	7,395	-	7,395
Total pasivos financieros corrientes	167,981	-	167,981
Al 31 de diciembre de 2018			
Activos			
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
Caja y bancos (Nota 19)	13,254	-	13,254
Inversiones corrientes (Nota 19)	38,862	28,792	67,654
Cuentas por cobrar de petróleo y gas (Nota 16)	55,032	-	55,032
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
Subsidio de propano (Nota 16)	982	-	982
Cheques a depositar (Nota 16)	883	-	883
Partes relacionadas (Nota 16)	186	-	186
Programa de estabilidad de precios de GLP (Nota 16)	151	-	151
Otros (Nota 16)	786	-	786
Total activos financieros corrientes	121,703	28,792	150,495

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

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2019 y 2018 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

Al 31 de diciembre de 2018	Activos/Pasivos financieros a costo amortizado	Activos/Pasivos financieros a valor razonable	Total activos/pasivos financieros
Pasivos			
Préstamos (Nota 17.1)	294,415	-	294,415
Títulos opcionales (Nota 17.3)	-	23,700	23,700
Cuentas por pagar y otras cuentas por pagar (Nota 25)	1,007	-	1,007
Total pasivos financieros no corrientes	295,422	23,700	319,122
Cuentas por pagar y otras cuentas por pagar (Nota 25)	84,334	-	84,334
Préstamos (Nota 17.1)	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 año finalizado el 31 de diciembre de 2019:

	Activos/Pasivos financieros a costo amortizado	Activos/Pasivos financieros a valor razonable	Total
Ingresos por intereses (Nota 11.1)	3,770	-	3,770
Gastos por intereses (Nota 11.2)	(34,163)	-	(34,163)
Costo por cancelación de préstamos y costo amortizado (Nota 11.3)	(2,076)	-	(2,076)
Cambios en el valor razonable de los títulos opcionales (Nota 11.3)	-	6,840	6,840
Fluctuación cambiaria de moneda extranjera, neta (Nota 11.3)	(2,991)	-	(2,991)
Descuento de activos y pasivos a valor presente (Nota 11.3)	(10)	-	(10)
Cambios en el valor razonable de activos financieros (Nota 11.3)	-	873	873
Gastos por intereses de arrendamiento (Nota 11.3)	(1,561)	-	(1,561)
Descuento de obligación por taponamiento de pozos (Nota 11.3)	(1,723)	-	(1,723)
Otros resultados financieros (Nota 11.3)	(67)	-	(67)
Total	(38,821)	7,713	(31,108)

Por el año finalizado el 31 de diciembre de 2018:

	Activos/Pasivos financieros a costo amortizado	Activos/Pasivos financieros a valor razonable	Total
Ingresos por intereses (Nota 11.1)	2,532	-	2,532
Gastos por intereses (Nota 11.2)	(15,746)	-	(15,746)
Costos por cancelación anticipada de préstamos (Nota 11.3)	(14,970)	-	(14,970)
Cambios en el valor razonable de los títulos opcionales (Nota 11.3)	-	(8,860)	(8,860)
Fluctuación cambiaria de moneda extranjera, neta (Nota 11.3)	3,005	-	3,005
Descuento de activos y pasivos a valor presente (Nota 11.3)	(2,743)	-	(2,743)
Cambios en el valor razonable de activos financieros (Nota 11.3)	-	1,415	1,415
Descuento de obligación por taponamiento de pozos (Nota 11.3)	(897)	-	(897)
Otros resultados financieros (Nota 11.3)	(366)	-	(366)
Total	(29,185)	(7,445)	(36,630)

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

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2019 y 2018 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

17.5 Valor razonable

Esta nota brinda información sobre como la Compañía determina el valor razonable de los activos y pasivos financieros.

17.5.1 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 31 de diciembre de 2019 y 2018:

Al 31 de diciembre de 2019	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3	Total
Activos				
<i>Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados</i>				
Bonos del Gobierno y fondos comunes de inversión	8,783	-	-	8,783
Total activo	8,783	-	-	8,783
Al 31 de diciembre de 2019	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3	Total
Pasivos				
<i>Pasivos financieros a valor razonable con cambios en resultados</i>				
Títulos opcionales	-	-	16,860	16,860
Total pasivo	-	-	16,860	16,860
Al 31 de diciembre de 2018	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3	Total
Activos				
<i>Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados</i>				
Bonos del Gobierno y fondos comunes de inversión	28,792	-	-	28,792
Total activo	28,792	-	-	28,792
Al 31 de diciembre de 2018	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3	Total
Pasivos				
<i>Pasivos financieros a valor razonable con cambios en resultados</i>				
Títulos opcionales	-	-	23,700	23,700
Total pasivo	-	-	23,700	23,700

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

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2019 y 2018 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

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 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 los años finalizados al 31 de diciembre de 2018 al 2019 y del 31 de diciembre de 2017 al 2018.

El valor razonable de 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 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 opcionales el 31 de diciembre de 2019:

	<u>Al 31 de diciembre de 2019</u>	<u>Al 31 de diciembre de 2018</u>
Volatilidad anualizada	22.941%	26.675%
Tasa de interés libre de riesgo doméstico	6.562%	8.575%
Tasa de interés libre de riesgo extranjero	1.697%	2.537%
Vida útil esperada en años	3.31 años	4.27 años

Esta es una medición de valor razonable recurrente de Nivel 3. Las entradas clave de Nivel 3 utilizadas por la Gerencia 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 901 al 31 de diciembre de 2019. Si el precio de mercado disminuyera 0,10, esto disminuiría la obligación en aproximadamente 878. Si la volatilidad aumentara en 50 puntos básicos, esto aumentaría la obligación en aproximadamente 506. Si la volatilidad disminuyera en 50 puntos básicos, esto disminuiría la obligación en aproximadamente 519 al 31 de diciembre de 2019.

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 aumentara 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.

<i>Reconciliación de las mediciones de valor razonable de Nivel 3</i>	<u>Al 31 de diciembre de 2019</u>	<u>Al 31 de diciembre de 2018</u>
Saldo del pasivo de título opcionales al comienzo del año	23,700	14,840
Total cambios en el valor razonable de los títulos opcionales: (Pérdida) o ganancia(Nota 10.3)	(6,840)	8,860
Saldo al cierre del año (Nota 17.3)	<u>16,860</u>	<u>23,700</u>

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

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2019 y 2018 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

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, la Compañía considera 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 2019	<u>Valor en libros</u>	<u>Valor razonable</u>	<u>Nivel</u>
Pasivos			
Préstamos	451,413	416,845	2
Total pasivos	<u>451,413</u>	<u>416,845</u>	
Al 31 de diciembre de 2018	<u>Valor en libros</u>	<u>Valor razonable</u>	<u>Nivel</u>
Pasivos			
Préstamos	304,767	286,734	2
Total pasivos	<u>304,767</u>	<u>286,734</u>	

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 y existe una metodología de gestión de riesgos integrada centrada en el seguimiento de los riesgos que afectan a toda la Compañía. Dicha estrategia 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. Al 31 de diciembre de 2019, la Compañía realizó operaciones de cobertura de tipo de cambio y el impacto de los resultados del año se registraron en “Otros resultados financieros”.

La gestión de riesgos financieros está controlada por el Departamento Financiero de la Compañía, 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 US y el ARS y otras monedas. Al 31 de diciembre de 2019, la Compañía realizó operaciones de cobertura de tipo de cambio y el impacto en los resultados del año se registraron en “Otros resultados financieros”.

La mayoría de las ventas de la Compañía están denominadas directamente en US o la evolución de las ventas siguen la evolución de la cotización de esta moneda.

Durante el año finalizado el 31 de diciembre de 2019, el ARS se depreció aproximadamente en un 59%.

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

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2019 y 2018 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

La siguiente tabla demuestra la sensibilidad a un cambio razonablemente posible en los tipos de cambio ARS frente al US, con todas las demás variables mantenidas 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 US, la moneda funcional de la Compañía. La exposición de la Compañía a los cambios de moneda extranjera para todas las demás monedas no resulta significativa.

	Al 31 de diciembre de 2019	Al 31 de diciembre de 2018
Variación en la tasa en pesos argentinos	+/- 33%	+/- 28%
Efecto en la utilidad antes de impuesto	(20,350) / 20,350	(12,697) / 12,697
Efecto en el patrimonio antes de impuesto	(20,350) / 20,350	(12,697) / 12,697

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% acumulado a diciembre de 2017.

Durante los años finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018, el ARS se devaluó aproximadamente un 59% y 100% respectivamente. Las tasas de interés anual durante el año 2019 y 2018 aumentaron en más del 65% y 60% y la inflación de los precios al por mayor se aceleró considerablemente. Al 31 de diciembre de 2019 y 2018 la tasa acumulada de inflación a 3 años alcanzó un nivel de alrededor del 180% y 140% respectivamente.

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 que 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 antes de impuestos en relación con los activos financieros a valor razonable con cambios en resultados detallada en la Nota 17.5 de estos estados financieros consolidados:

	Al 31 de diciembre de 2019	Al 31 de diciembre de 2018
Variación en bonos del gobierno	+/- 10%	+/- 10%
Efecto en la utilidad antes de impuesto	530 / (530)	1,329 / (1,329)
Variación en fondos comunes de inversión	+/- 10%	+/- 10%
Efecto en la utilidad antes de impuesto	366 / (366)	5,096 / (5,096)

Riesgo de tasa de interés en flujo de efectivo y valor razonable

La gestión del riesgo de tasa de interés busca minimizar 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 podrían ser considerablemente más elevadas que las tasas variables. Al 31 de diciembre

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2019 y 2018 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

de 2019 y 2018, aproximadamente el 36% y 50% del endeudamiento estaba sujeto a tasas de interés variables, de Libor y Badlar más un margen. Al 31 de diciembre de 2019 y 2018 la tasa de interés variable para los préstamos denominados en US era del 6.67% y 8.06% respectivamente, y para los préstamos denominados en ARS de 59.90% y 0%, respectivamente.

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.

Para los años finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018, la Compañía no utilizó instrumentos financieros derivados para mitigar los riesgos asociados con las fluctuaciones en las tasas de interés.

17.6.1.2 Riesgo de crédito

La Compañía establece límites de crédito, según las definiciones del departamento comercial en base a calificaciones internas o externas. 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 sujeto a la política, los procedimientos y los controles establecidos por la Compañía relacionados con la gestión del riesgo de crédito del cliente. Las cuentas por cobrar pendientes son monitoreadas regularmente.

El riesgo de crédito representa la exposición a posibles pérdidas resultantes del incumplimiento de los clientes por las obligaciones asumidas. Este riesgo se deriva principalmente de factores económicos y financieros.

La Compañía ha establecido una reserva para pérdidas crediticias esperadas que representa la mejor estimación de posibles pérdidas asociadas con las cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar.

La Compañía tiene la siguiente concentración de riesgo de crédito con respecto a su participación en todas las cuentas por cobrar al 31 de diciembre de 2019 y 2018 y en los ingresos por cada año.

	<u>Al 31 de diciembre de 2019</u>	<u>Al 31 de diciembre de 2018</u>
Porcentajes sobre el total de cuentas por cobrar:		
Clientes		
Raizen Argentina S.A. (antes Shell Cía. Argentina de Petróleo S.A.)	34%	31%
Trafigura Argentina S.A.	31%	35%
Camuzzi Gas Pampeana S.A.	16%	8%

	<u>Al 31 de diciembre de 2019</u>	<u>Al 31 de diciembre de 2018</u>
Porcentajes sobre los ingresos de contratos con clientes por producto:		
Petróleo crudo		
Raizen Argentina S.A. (antes Shell Cía. Argentina de Petróleo S.A.)	53%	40%
Trafigura Argentina S.A.	45%	34%
Pampa Energía S.A.	-%	13%
YPF S.A.	-%	12%
Gas Natural		
Rafael G. Albanesi S.A.	22%	26%
Camuzzi Gas Pampeana S.A.	22%	6%

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

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2019 y 2018 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

	Al 31 de diciembre de 2019	Al 31 de diciembre de 2018
Metroenergía S.A.	14%	3%
Cía. Inversora de Energía S.A.	7%	13%
San Atanasio Energía S.A.	2%	10%

Ningún otro cliente individual tiene una participación en el monto total de estas cuentas por cobrar o ingresos que excedan el 10% en alguno de los años 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.

La Compañía no mantiene garantías como seguros. La Compañía 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 de la Compañía:

Al 31 de diciembre de 2019	A vencer	<90 días	90–365 días	>365 días	Total
Días vencidos					
Importe bruto total estimado del incumplimiento	46,490	6,189	100	-	52,779
Pérdida crediticia esperada	-	-	(100)	-	(100)
					<u>52,679</u>
Al 31 de diciembre de 2018	A vencer	<90 días	90–365 días	>365 días	Total
Días vencidos					
Importe bruto total estimado del incumplimiento	44,374	7,965	3,833	-	56,172
Pérdida crediticia esperada	-	-	(257)	-	(257)
					<u>55,915</u>

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.

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 financiero de la Compañía, que los invierte en fondos comunes de inversión y fondos monetarios de mercado 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.

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

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2019 y 2018 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

A continuación, se detalla la determinación del índice de liquidez de la Compañía al 31 de diciembre de 2019 y 2018:

	<u>Al 31 de diciembre de 2019</u>	<u>Al 31 de diciembre de 2018</u>
Activos Corrientes	372,571	185,145
Pasivos Corrientes	193,036	134,118
Índice de liquidez	<u>1.930</u>	<u>1.380</u>

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.

<u>Al 31 de diciembre de 2019</u>	Pasivos financieros, excluyendo préstamos	Préstamos	Total
A vencer:			
Menos de un año	105,664	62,317	167,981
De uno a dos años	5,334	299,232	304,566
De dos a cinco años	21,317	89,864	111,181
Total	<u>132,315</u>	<u>451,413</u>	<u>583,728</u>

<u>Al 31 de diciembre de 2018</u>	Pasivos financieros, excluyendo préstamos	Préstamos	Total
A vencer:			
Menos de un año	84,334	10,352	94,686
De uno a dos años	1,007	26,471	27,478
De dos a cinco años	23,700	267,944	291,644
Total	<u>109,041</u>	<u>304,767</u>	<u>413,808</u>

Nota 18. Inventarios

	<u>Al 31 de diciembre de 2019</u>	<u>Al 31 de diciembre de 2018</u>
Materiales y repuestos	16,074	15,465
Inventario petróleo crudo (Nota 6.2)	3,032	2,722
Total	<u>19,106</u>	<u>18,187</u>

Nota 19. Caja, bancos e inversiones corrientes

	<u>Al 31 de diciembre de 2019</u>	<u>Al 31 de diciembre de 2018</u>
Bancos	139,931	13,254
Fondos monetarios de mercado	107,041	-
Fondos comunes de inversión	7,756	52,793
Bonos del gobierno	5,300	11,457
Letras del tesoro	-	3,404
Total	<u>260,028</u>	<u>80,908</u>

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

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2019 y 2018 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

A los fines del estado de flujos de efectivo consolidado, el efectivo y los equivalentes de efectivo incluyen los recursos disponibles en efectivo y en banco y aquellas inversiones con un vencimiento inferior a tres meses. A continuación se muestra una conciliación entre caja, bancos e inversiones corrientes y el efectivo y equivalente de efectivo:

	Al 31 de diciembre de 2019	Al 31 de diciembre de 2018
Caja, bancos e inversiones corrientes	260,028	80,908
Menos		
Bonos del gobierno y letras del tesoro	(5,300)	(14,861)
Efectivo y equivalentes de efectivo restringido ⁽¹⁾	(20,498)	-
Efectivo y equivalentes de efectivo	234,230	66,047

⁽¹⁾Corresponde al efectivo y equivalentes de efectivo de Aleph, el cual sólo puede ser utilizado para los fines mencionados en la Nota 27.

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 capital social de la Compañía del 31 de diciembre del 2018 al 31 de diciembre de 2019:

	Series A Público Inversionista	Series A Colocación Privada	Series B	Series C	Total
Saldo al 31 de diciembre de 2017	-	-	25	-	25
Número de acciones	-	-	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	(20,340,685)	-	-	-	(20,340,685)
Valor neto de acciones Series B convertidas en acciones Serie A el 4 de abril de 2018	25	-	(25)	-	-
Número de acciones	16,250,000	-	(16,250,000)	-	-
Saldo al 31 de diciembre de 2018	423,017	90,238	-	-	513,255
Número de acciones	60,909,315	9,500,000	-	2	70,409,317
Valor neto de acciones Serie A del 13 de febrero de 2019	55,000	-	-	-	55,000
Número de acciones	5,500,000	-	-	-	5,500,000
Valor neto de acciones Serie A del 25 de julio de 2019	91,143	-	-	-	91,143
Número de acciones	10,906,257	-	-	-	10,906,257
Acciones Serie A a concederse en LTIP	-	1	-	-	1
Número de acciones	-	317,932	-	-	317,932
Saldo al 31 de diciembre de 2019	569,160	90,239	-	-	659,399
Número de acciones	77,315,572	9,817,932	-	2	87,133,506

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2019 y 2018 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

1) Series A Público Inversionista

El 15 de agosto de 2017, la Compañía concluyó su OPI en la BMV; y como resultado de la misma se emitieron 65,000,000 acciones comunes Serie A por un monto de 650,017 menos los costos 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 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; generando un interés. 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 cancelaron 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, por un monto de 653,781 menos costos de emisión de 26,199, dichos fondos corresponden a los montos acumulados en la Cuenta de Fideicomiso.

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 (Nota 33) y, como resultado, se capitalizó una cantidad de 442,491 netos de gastos de oferta pagados por una cantidad de 6,700 que fueron capitalizados a esa fecha. Adicionalmente, en la misma fecha, la Compañía pago gastos de ofertas diferidos relacionados al 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.

Con fecha 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 la compra de acciones series A por un monto acordado de 55,000 con Kensington Investments B.V., de acuerdo con un contrato de compra a plazo y el compromiso de suscripción.

El 25 de julio de 2019, la Compañía realizó una oferta pública en México y Estados Unidos, mediante la colocación de 10,906,257 acciones Serie A.

La oferta global consistió en:

- (i) una oferta internacional en los Estados Unidos y otros países fuera de México de 10,091,257 de American Depositary Shares "ADS", cada uno representando una Acción Serie A a un precio de 9.25 US/ADS. Los ADS cotizan en NYSE bajo el símbolo "VIST"; y
- (ii) una oferta simultánea en México de 815,000 Acciones Serie A a un precio en pesos mexicano equivalente a US 9.25 por Acción Serie A.

Por la oferta global la Compañía obtuvo recursos netos de gastos de emisión por 91,143

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 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 como parte del mismo proceso de suscripción. Los costos asociados con el proceso de suscripción de las acciones ascendieron a 4,073.

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

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2019 y 2018 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

Como se revela en la Nota 33, el 22 de marzo de 2018, los accionistas de la Compañía aprobaron que 8,750,000 se mantengan en tesorería para implementar el 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 descrito 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 consolidados, la Compañía está en proceso de ejecutar dicho Fideicomiso Administrativo.

Durante el ejercicio de 2019, la Compañía emitió 317,932 acciones serie A que se encontraban en su tesorería para concederse en el LTIP.

3) Series B

Al 31 de diciembre de 2019 y 2018, el capital social variable de la Compañía es de 87,133,504 y 70,409,315 acciones Serie A sin valor nominal, respectivamente, cada una de las cuales otorga derecho a un voto, las cuales están totalmente suscritas y pagadas. Al 31 de diciembre de 2019 y 2018, el capital común autorizado de la Compañía incluye 41,663,005 y 47,476,668 acciones comunes Serie A que se encuentran en tesorería, y pueden ser usadas con los títulos opcionales, los contratos de compra a plazo y LTIP.

4) Series C

La porción variable del capital social es una cantidad ilimitada, de acuerdo con el estatuto social y las leyes aplicables, mientras que la porción fija de capital social está dividida en 2 acciones clase C.

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 y generar ganancias para sus accionistas y beneficios para otras partes interesadas; así como mantener una estructura de capital óptima.

A tal efecto, la Compañía puede ajustar el monto de los dividendos pagados a sus accionistas o reembolsar el capital; emitir nuevas acciones; realizar programas de recompra de acciones o venta activos para reducir su deuda. La Compañía monitorea su capital en función del índice de apalancamiento. Esta relación se calcula dividiendo: (i) la deuda neta (préstamos bancarios y pasivos por arrendamiento totales menos caja, bancos e inversiones corrientes) por; (ii) el capital total atribuible a los propietarios (capital de los accionistas, más reservas que se muestran en el estado de situación financiera).

El índice de apalancamiento al 31 de diciembre de 2019 y 2018 fue el siguiente:

	Al 31 de diciembre de 2019	Al 31 de diciembre de 2018
Total préstamos y pasivo por arrendamiento	468,180	304,767
Menos: caja, bancos e inversiones corrientes	(260,028)	(80,908)
Deuda neta	208,152	223,859
Total capital contable	603,716	479,657
Índice de apalancamiento	34.00%	47.00%

No se realizaron cambios en los objetivos, políticas o procesos para la gestión de capital durante los años finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018.

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

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2019 y 2018 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

Nota 21. Provisiones

	Al 31 de diciembre de 2019	Al 31 de diciembre de 2018
No corriente		
Obligación de taponamiento de pozos	20,987	15,430
Remediación ambiental	159	756
Total no corriente	21,146	16,186
Corriente		
Obligación de taponamiento de pozos	761	823
Remediación ambiental	2,340	2,968
Contingencias	322	349
Total corriente	3,423	4,140

21.1 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 de pozos 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 del operador, según corresponda.

Se han realizado suposiciones basadas en el entorno económico actual, por lo que la Compañía 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. 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 2019 y 2018 es de 10.59% y 10.03%, respectivamente.

La Compañía ha realizado un análisis de sensibilidad relacionado con la tasa de descuento. El aumento o disminución del 1% en la misma no tendría un impacto significativo en la obligación por taponamiento y abandono de pozos.

A continuación se detallan los movimientos del ejercicio de la provisión de taponamiento y abandono:

	Al 31 de diciembre de 2019	Al 31 de diciembre de 2018
Saldos al inicio del año	16,253	-
Aumento por combinación de negocios (Nota 31)	-	26,788
Descuento de obligación por taponamiento de pozos (Nota 11.3)	1,723	897
Incremento / (disminución) por cambio en estimaciones capitalizadas	4,141	(11,432)
Importes incurridos por utilización	(369)	-
Saldos al cierre del año	21,748	16,253

21.2 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.

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

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2019 y 2018 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

La Compañía ha realizado un análisis de sensibilidad relacionado con la tasa de descuento. El aumento o disminución del 1% en la misma no tendría un impacto significativo en la obligación por remediación ambiental.

A continuación se detallan los movimientos del ejercicio de la provisión de remediación ambiental:

	Al 31 de diciembre de 2019	Al 31 de diciembre de 2018
Saldos al inicio del año	3,724	-
Aumento por combinación de negocios (Nota 31)	-	5,046
Aumentos (Nota 10.2)	816	1,168
Diferencias de cambio	(2,041)	(2,490)
Saldos al cierre del año	2,499	3,724

21.3 Provisión para contingencias

La Compañía (directa o indirectamente a través de subsidiarias) forma parte de litigios comerciales, fiscales y laborales y reclamaciones que surgen en el curso ordinario de su negocio. Al 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.

Los reclamos totales y las acciones legales de la Compañía ascienden a un monto de 469 y 391, de los cuales ha estimado una pérdida probable de 322 y 349 al 31 de diciembre de 2019 y 2018, respectivamente.

Además, la Compañía está involucrada en ciertos reclamos relacionados con acciones laborales, civiles, comerciales por 147 y 42, al 31 de diciembre de 2019 y 2018, respectivamente, para las cuales no se ha reconocido una provisión, ya que no se estima probable que se requiera una salida de recursos que requieran beneficios económicos para liquidar la obligación. Ver Nota 28 para obtener detalles adicionales sobre los principales pasivos contingentes al 31 de diciembre de 2019 y 2018.

La Compañía, teniendo en cuenta la opinión sus asesores legales, considera que el monto de la provisión es suficiente para cubrir las contingencias que puedan ocurrir. No hay reclamos ni otros asuntos que, individualmente o en conjunto, no hayan sido provisionados o revelados por la Compañía, en estos estados financieros consolidados.

A continuación se detallan los movimientos del ejercicio de la provisión para contingencias:

	Al 31 de diciembre de 2019	Al 31 de diciembre de 2018
Saldos al inicio del año	349	-
Aumento por combinación de negocios (Nota 31)	-	202
Aumentos (Nota 10.2)	422	240
Diferencias de cambio	(386)	(84)
Importes incurridos por pagos	(63)	(9)
Saldos al cierre del año	322	349

Nota 22. Beneficios a empleados

A continuación se detallan las principales características de los planes de beneficios originalmente otorgados sólo a ciertos empleados de la operación conjunta de Entre Lomas:

- Aplica a empleados de la Compañía que cumplen ciertas condiciones, entre ellas, que hayan 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, por lo tanto son elegibles para recibir al retirarse un cierto monto de acuerdo con las disposiciones del plan.

- 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").

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

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2019 y 2018 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

- 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 IPC publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas y Censos ("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.

- El 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 US o depósitos a plazo fijo para preservar el capital acumulado y obtener un rendimiento en línea con un perfil de riesgo moderado. Los fondos se invierten principalmente en bonos de EE.UU.; bonos del Tesoro y documentos comerciales con calificación de calidad.

- 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 2019 los fondos se encontraban invertidos en bonos del gobierno Americano y la Compañía no puede disponer de dichos recursos.

Los siguientes cuadros resumen los componentes del gasto neto y la obligación reconocidos en los estados financieros consolidado:

	Año finalizado el 31 de diciembre de 2019	Año finalizado el 31 de diciembre de 2018
Costo de servicios vigentes	(68)	(99)
Costo de intereses	(152)	(446)
Reducciones	-	177
Total	(220)	(368)

Al 31 de diciembre de 2018			
	Valor actual de la obligación	Valor razonable del plan de activos	Pasivo neto al fin del año
Saldos al inicio del año	-	-	-
Incremento por adquisición de negocios	(14,071)	7,732	(6,339)
<i>Conceptos clasificados como pérdida o ganancia</i>			
Costo de servicios vigentes	(99)	-	(99)
Costo de intereses	(446)	(20)	(466)
Reducciones	177	-	177
<i>Conceptos clasificados en otros resultados integrales</i>			
Ganancias actuariales	2,698	-	2,698
Pagos de beneficios	727	(727)	-
Pago de contribuciones	-	727	727
Saldos al cierre del año	(11,014)	7,712	(3,302)

Al 31 de diciembre de 2019			
	Valor actual de la obligación	Valor razonable del plan de activos	Pasivo neto al final del año
Saldos al inicio del año	(11,014)	7,712	(3,302)
<i>Conceptos clasificados como pérdida o ganancia</i>			
Costo de servicios vigentes	(68)	-	(68)
Costo de intereses	(541)	389	(152)
<i>Conceptos clasificados en otros resultados integrales</i>			
(Pérdidas) actuariales	(1,358)	(219)	(1,577)
Pagos de beneficios	630	(630)	-
Pago de contribuciones	-	630	630
Saldos al cierre del año	(12,351)	7,882	(4,469)

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

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2019 y 2018 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

El valor razonable de los activos del plan al final de cada ejercicio por categoría es el siguiente:

	<u>Al 31 de diciembre de 2019</u>	<u>Al 31 de diciembre de 2018</u>
Bonos del gobierno americano	7,882	-
Efectivo y equivalentes de efectivo	-	7,712
Total	<u>7,882</u>	<u>7,712</u>

A continuación, se muestran los pagos estimados de los beneficios esperados para los próximos diez (10) 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.

	<u>Al 31 de diciembre de 2019</u>	<u>Al 31 de diciembre de 2018</u>
Menos de un año	871	743
De uno a dos años	851	825
De dos a tres años	836	811
De tres a cuatro años	856	800
De cuatro a cinco años	839	783
De seis a diez años	4,554	3,869

Las estimaciones actuariales significativas utilizadas fueron las siguientes:

	<u>Al 31 de diciembre de 2019</u>	<u>Al 31 de diciembre de 2018</u>
Tasa de descuento	5%	5%
Tasa de retorno de activos	5%	-
Aumento de salario		
Hasta 35 años	1%	1%
De 36 a 49 años	1%	1%
Más de 50 años	1%	1%

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 1,156 (aumento en 1,379) al 31 de diciembre de 2019.

Si el crecimiento salarial esperado aumenta (disminuye) en un 1%, la obligación por beneficios definidos aumentaría en 179 (disminución en 198) al 31 de diciembre de 2019.

Los análisis de sensibilidad detallados se han determinado en función de los cambios razonablemente posibles de los supuestos respectivos que se producen al final de cada año 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 beneficios definidos se ha calculado utilizando el método de crédito unitario proyectado al final de cada año de reporte, que es el mismo que el aplicado en el cálculo del pasivo por obligaciones por 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.

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

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2019 y 2018 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

Nota 23. Salarios y contribuciones sociales

	Al 31 de diciembre de 2019	Al 31 de diciembre de 2018
<u>Corriente</u>		
Salarios y contribuciones sociales	3,467	925
Provisión por gratificaciones y bonos	9,086	5,423
Total corriente	12,553	6,348

Nota 24. Otros impuestos y regalías por pagar

	Al 31 de diciembre de 2019	Al 31 de diciembre de 2018
<u>Corriente</u>		
Regalías	4,539	5,467
Retenciones de impuestos	866	909
Impuesto al valor agregado	597	-
Impuesto sobre los ingresos brutos	-	139
Otros	38	-
Total corriente	6,040	6,515

Nota 25. Cuentas por pagar y otras cuentas por pagar

	Al 31 de diciembre de 2019	Al 31 de diciembre de 2018
<u>No Corriente</u>		
Cuentas por pagar:		
Canon extraordinario por el programa de inyección excedente de gas natural ("SGIC")	419	1,007
Total cuentas por pagar y otras cuentas por pagar no corrientes	419	1,007
<u>Corriente</u>		
Cuentas por pagar:		
Proveedores	59,264	73,609
Total cuentas por pagar corrientes	59,264	73,609
Otras cuentas por pagar:		
Partes relacionadas (Notas 26 y 27)	24,839	-
Otros pasivos- Opción de venta (Nota 27)	12,661	-
Canon extraordinario por el SGIC	1,436	769
Saldos con socios de operaciones conjuntas	69	1,023
Pasivo por extensión de la concesión de Bajada del Palo (Nota 29.3.2)	-	7,899
Honorarios directores	-	1,034
Total otras cuentas por pagar corrientes	39,005	10,725
Total cuentas por pagar y otras cuentas por pagar corrientes	98,269	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 26. Transacciones y saldos con partes relacionadas

La Nota 2.3 proporciona información sobre la estructura de la Compañía.

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

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2019 y 2018 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

La siguiente tabla proporciona el monto total de los saldos que se han realizado con partes relacionadas durante el año:

	<u>Al 31 de diciembre de 2019</u>	<u>Al 31 de diciembre de 2018</u>
Otras cuentas por cobrar		
Corrientes		
REL Amsterdam ⁽¹⁾	2,355	-
Aleph Midstream Holding L.P. ⁽¹⁾	814	-
Riverstone Vista Capital Partners L.P.	-	186
	<u>3,169</u>	<u>186</u>

⁽¹⁾ Corresponde a préstamos otorgados a inversores de Aleph, detallados en la Nota 27.

	<u>Al 31 de diciembre de 2019</u>	<u>Al 31 de diciembre de 2018</u>
Otras cuentas por pagar		
Corrientes		
REL Amsterdam ⁽¹⁾	24,032	-
Aleph Midstream Holding L.P. ⁽¹⁾	807	-
	<u>24,839</u>	<u>-</u>

⁽¹⁾ Incluye otras cuentas por pagar originadas con el acuerdo de inversión de Aleph, referente a la cláusula de Opción de Venta. Ver Nota 27.

Los saldos pendientes al final de cada año no están garantizados 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 los años que finalizaron el 31 de diciembre de 2019 y 2018. La Compañía no ha registrado ningún deterioro de cuentas por cobrar con respecto a los montos adeudados por partes relacionadas. Esta evaluación se realiza al final de cada año, a través del examen de la situación financiera de la parte relacionada y el mercado en el que opera la misma.

Remuneración del personal directivo

A continuación se detallan los montos reconocidos en el estado de resultados y otros resultado integrales consolidados, relacionados con el personal clave de la compañía:

	<u>Al 31 de diciembre de 2019</u>	<u>Al 31 de diciembre de 2018</u>
Beneficios de corto plazo	9,080	5,368
Transacciones de pagos basados en acciones	9,175	3,533
Compensación total pagada al personal clave	<u>18,255</u>	<u>8,901</u>

Nota 27. Aleph Midstream

Hasta el 31 de Diciembre de 2018, la Compañía era accionista de Aleph por la totalidad de su capital social. Con fecha 27 de junio de 2019 Vista firmó un acuerdo de inversión con una afiliada de Riverstone (parte relacionada) y una afiliada de Southern Cross Group (conjuntamente “los inversores”), para invertir en Aleph, una empresa de midstream en Argentina.

En el marco de dicho acuerdo, se acordó la escisión de un grupo de activos que se transferirán a Aleph a cambio de capital, a través de un acuerdo de escisión-fusión conforme se define a continuación:

Con fechas 17 y 18 de julio de 2019 los Directorios de la Compañía y Aleph, respectivamente, resolvieron iniciar las gestiones conducentes a la ejecución de una escisión-fusión de conformidad con las siguientes pautas: (i) escisión por parte de Vista de una porción de su patrimonio (“patrimonio escindido”) para el desarrollo por parte de Aleph de un proyecto de infraestructura para el procesamiento y transporte de hidrocarburos, como petróleo crudo y gas, en la Cuenca Neuquina en la República Argentina que incluye, entre otros activos y pasivos, (1) la planta de tratamiento de crudo ubicada en el área Entre Lomas, la planta de tratamiento de gas ubicada en el área Entre Lomas, la planta de tratamiento de crudo ubicada en el área 25 de Mayo-Medanito SE, las instalaciones para el tratamiento del agua de producción asociadas a las plantas de tratamiento de crudo en las áreas Entre Lomas y 25 de Mayo-Medanito SE; (2) los ductos que conectan las mencionadas plantas con el sistema troncal de transporte de crudo operado por Oldelval S.A. y de gas operado por Transportadora del Gas del Sur S.A., (ii) absorción por parte de Aleph del Patrimonio Escindido; y (iii) asunción y continuación por parte de Aleph de las actividades y obligaciones de la Compañía con relación al Patrimonio Escindido.

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2019 y 2018 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

A partir de la fecha de la escisión, Aleph está en condiciones de asumir la explotación de los activos divididos por Vista. El proceso de fusión está pendiente de aprobación por la Comisión Nacional de Valores de la República Argentina y el correspondiente Registro Público de Comercio.

Al 31 de diciembre de 2019, la Compañía ha obtenido solo una de las concesiones de transporte (Ver Nota 30) y no se han cumplido las condiciones precedentes establecidas en el acuerdo de inversión antes mencionado. El mismo determina que si la Compañía no obtiene todos los títulos de concesión antes de que los inversores hayan aportado 75,000 en Aleph o hayan transcurrido 11 meses desde la fecha efectiva del acuerdo de inversión; los mismos tendrán derecho a ejercer la Opción de Venta ("Put - Option") de su participación en el capital social de Aleph; la cual al 31 de diciembre de 2019 asciende a 37,500 (Ver Nota 35) el cuál ha sido reconocido como un pasivo corriente en los estados financieros consolidados.

Como consecuencia a lo mencionado precedentemente, al 31 de diciembre de 2019 la Compañía está expuesta a todos riesgos y/o rendimientos variables por su participación en Aleph, por lo tanto ha considerado que tiene control sobre Aleph y ha consolidado la información financiera de la misma.

Nota 28. Compromisos y contingencias

Para una descripción de los compromisos y contingencias de la Compañía con respecto a sus propiedades petróleo y gas. (Ver Nota 29.3).

28.1 Acuerdo de productores y refinadores

En enero de 2003 el Poder Ejecutivo Nacional de Argentina ("PEN") requirió que los productores y refinadores de petróleo firmaran un acuerdo para fijar el precio del West Texas Intermediate ("WTI") el cual es usado como base para determinar los precios de venta de petróleo en 28.5 US/bbl hasta el 30 de abril de 2004, fecha en la cual finalizó la vigencia del acuerdo. En función de las disposiciones del mismo, las diferencias que se generaron entre el precio del WTI y el límite de referencia de 28.5 US/bbl, serían pagados en el momento que el WTI estuviese por debajo de 28.5 US/bbl, garantizando de esta manera que la Compañía continuase cobrando al menos el valor de referencia antes mencionado.

Al 31 de diciembre de 2019 y 2018, las diferencias acumuladas entre los precios reales de WTI y el límite de referencia representa un activo contingente para la Compañía de aproximadamente 12,013 y 11,608, respectivamente, que solo se perfeccionará como ingreso y se registrará contablemente cuando se tenga certeza sobre su cobranza.

28.2 Asociación de Superficies de la Patagonia ("ASSUPA")

El 1 de julio de 2004, PELS A 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 neuquina, siendo PELS A una de ellas.

ASSUPA reclama la remediación del daño ambiental general supuestamente causado en la ejecución de actividades propias de la explotación de hidrocarburos, 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. El demandante 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"). PELS A ha respondido a la demanda solicitando su rechazo, y oponiéndose a la petición del demandante.

El 30 de diciembre de 2014, la CSJN emitió dos sentencias interlocutorias. La relacionada con PELS A 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. La CSJN también rechazó las medidas cautelares y otros procedimientos relacionados con dicha solicitud. Vista Argentina, 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.

A la fecha de emisión de estos estados financieros la CSJN ordenó que Vista Argentina presente la documental correspondiente a la contestación de demanda para conferirle traslado a la actora.

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

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2019 y 2018 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

28.3 Compromisos de contratos de arrendamiento

La Compañía cuenta con diversos contratos de arrendamiento que aún no han comenzado al 31 de diciembre de 2019. Los pagos futuros para estos arrendamientos son 1,713 para el 2020 y 5,180 para los años 2021 y 2022.

Nota 29. Operaciones en consorcios de hidrocarburos

29.1 Consideraciones generales

Las áreas hidrocarburíferas son operadas mediante el otorgamiento de permisos de exploración o concesiones de explotación por parte del gobierno nacional o provincial bajo la base de la libre disponibilidad de los hidrocarburos que se producen.

29.2 Áreas de petróleo y gas y participación en operaciones conjuntas

Al 31 de diciembre de 2019, la Compañía a través de sus subsidiarias es titular y 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	Hasta el año
<u>Argentina</u>				
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	100%	Vista Argentina	2026
Entre Lomas	Neuquén	100%	Vista Argentina	2026
Agua Amarga - "Charco del Palenque"	Río Negro	100%	Vista Argentina	2034
Agua Amarga - "Jarilla Quemada"	Río Negro	100%	Vista Argentina	2040
Coirón Amargo Sur Oeste	Neuquén	10%	O&G Development Ltd. S.A.	2053
Coirón Amargo Norte	Neuquén	55%	Vista Argentina	2036
Acambuco - "San Pedrito"	Salta	1.5%	Pan American Energy	2036
Acambuco - "Macueca"	Salta	1.5%	Pan American Energy	2040
Sur Río Deseado Este	Santa Cruz	16.9%	Alianza Petrolera Argentina S.A.	2021
Águila Mora	Neuquén	90%	Vista Argentina	2054
<u>México</u>				
Bloque CS-01	Tabasco	50%	Jaguar	2047
Bloque A-10	Tabasco	50%	Jaguar	2047
Bloque TM-01	Tabasco	50%	Jaguar	2047

A continuación, se presenta información financiera resumida sobre las operaciones conjuntas donde participa la Compañía, cuyos activos, pasivos, ingresos y gastos no se contabilizan al 100% en los estados financieros consolidados 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.

	Al 31 de diciembre de 2019	Al 31 de diciembre de 2018
Activos		
Activos no corriente	8,221	14,950
Activo corriente	3,026	1,488
Pasivo		
Pasivo no corriente	918	483
Pasivo corriente	3,374	3,307

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

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2019 y 2018 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

	Año finalizado el 31 de diciembre de 2019	Año finalizado el 31 de diciembre de 2018
Costos de producción	(9,103)	(12,120)
Gastos de venta	(106)	(46)
Gastos generales y administración	(1,488)	(230)
Gastos de exploración	(667)	(2)
Otros gastos e ingresos operativos	(74)	(390)
Resultados financieros, netos	(961)	988
Costos y gastos totales del año	(12,399)	(11,800)

29.3 Concesiones y cambios en participaciones de explotación de propiedades de petróleo y gas

29.3.1 Área Entre Lomas

Vista Argentina (anteriormente “PELSA”) es el operador y titular del 100% de las concesiones para la explotación de hidrocarburos en el área Entre Lomas (“ELO”), ubicadas en la Provincia de Río Negro y Neuquén. Los contratos de concesión, renegociados en 1991 y 1994, respectivamente, otorgaban la libre disponibilidad de petróleo crudo y gas natural producido, y determinaban el plazo de ambas concesiones hasta el 21 de enero de 2016.

El 9 de diciembre de 2014 Vista Argentina llegó a un acuerdo de renegociación con la Provincia de Río Negro por la concesión del área ELO, aprobado por Decreto Provincial No. 1,706/2014, mediante el cual se prorrogó por el término de diez (10) años la Concesión del Área ELO 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, el gobierno provincial de Neuquén acordó extender por el término de diez (10) años el contrato de concesión de ELO correspondiente a la Provincia del Neuquén hasta el mes de enero de 2026. De conformidad con el acuerdo de extensión, Vista Argentina acordó invertir la totalidad de ARS 237 millones en futuras actividades de explotación y exploración a desarrollar en la concesión de explotación mencionada. 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 fecha 21 de diciembre de 2018, mediante Decreto No. 2,357/18, la Provincia del Neuquén aprobó la división y reconversión de la concesión de explotación sobre el área Bajada del Palo, en dos CENCH, denominadas Bajada del Palo Este y Bajada del Palo Oeste por un plazo de treinta y cinco (35) años e incluyen el pago de regalías por 12% por la nueva producción de las formaciones no convencionales. Este Decreto reemplaza la concesión de explotación convencional originalmente otorgada.

En el marco del otorgamiento de dichas concesiones de explotación no convencionales, Vista Argentina se comprometió a pagar a la Provincia del Neuquén los siguientes conceptos: (i) bono de explotación por un total de aproximadamente 1,168, (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. Asimismo, Vista Argentina pagó la cantidad de aproximadamente 1,102 en concepto de impuesto de sellos. Referirse a la Nota 29.4 para más detalles sobre los compromisos de inversión.

29.3.3 Área Agua Amarga

Vista Argentina es titular y operadora de los lotes de explotación denominados Charco del Palenque y Jarilla Quemada en el área Agua Amarga, ubicada en la Provincia de Río Negro.

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

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2019 y 2018 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

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 veinticinco (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 Vista Argentina la concesión de explotación del lote Jarilla Quemada.

La concesión de explotación sobre el lote Charco del Palenque está vigente hasta el año 2034 y la concesión de explotación sobre el lote "Jarilla Quemada" está vigente hasta el año 2040.

29.3.4 Coirón Amargo Norte y Coirón Amargo Sur Oeste

Originalmente, la Unión Transitoria de Empresas ("UTE") Coirón Amargo era titular de un área ubicada en la Provincia del 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 de la UTE Coirón Amargo firmaron acuerdos de cesiones de sus participaciones, por medio de los cuales el área se dividió en tres lotes independientes: Coirón Amargo Norte ("CAN"), CASO y Coirón Amargo Sur Este ("CASE").

CAN quedó integrada por APCO SAU (actualmente Vista 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. Vista Argentina es el operador desde esa fecha. La fecha de vencimiento de la concesión de explotación es en 2036.

Según acta de comité operativo de 28 de diciembre de 2017 se establece la implementación del Carry Petrolero, por lo que se acuerda que las contribuciones efectuadas y a ser efectuadas, 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.

Desde dicha fecha Vista Argentina procedió a reconocer su participación en esta operación conjunta al 61.11%, la cual se compone de su participación contractual del 55% más la parte incremental adquirida de G&P de 6.11%.

Con respecto a CASO los operadores conjuntos inicialmente fueron APCO SAU (actualmente Vista Argentina) con el 45% de participación, O&G Development Ltd S.A. con el 45% y G&P con el 10% restante.

El 22 de agosto de 2018, Vista Argentina cedió a O&G, una subsidiaria de propiedad de Royal Dutch Shell plc. ("Shell"), una participación no operativa del 35% sobre CASO. Referirse a la Nota 29.4 para más detalles sobre los compromisos de inversión.

Los socios de CASO son actualmente Vista Argentina, O&G y G&P 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 No. 1,578/18, el lote de evaluación de CASO se convirtió en una 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 G&P, incluyendo Vista Argentina su participación en esta operación conjunta por el 11.11%.

29.3.5 Águila Mora

El 22 de agosto de 2018, APCO SAU (actualmente Vista Argentina) firmó un contrato de cesión de derechos (el "Contrato de Swap Águila Mora") mediante el cual: (i) Vista Argentina cedió a O&G, una subsidiaria de propiedad de Royal Dutch Shell plc., una participación no operativa del 35% en la propiedad de petróleo y gas de CASO, (ii) O&G cedió a Vista Argentina una

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2019 y 2018 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

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.

Vista Argentina fue notificada del Decreto No. 2,597 otorgado por el Gobernador de la Provincia del Neuquén por el cual se concede en favor de la compañía G&P la concesión de explotación no convencional sobre el área Águila Mora por un plazo de 35 años contados a partir del 29 de noviembre de 2019 (renovable, a su vencimiento y sujeto a ciertas condiciones, por períodos sucesivos de 10 años), reemplazando el permiso de exploración no convencional anteriormente otorgado.

Vista Argentina mantiene por dicha área un acuerdo de “Carry Petrolero” por la participación de G&P, incluyendo su participación en esta operación conjunta por el 100%. Referirse a Nota 29.4 para más detalles sobre los compromisos de inversión.

29.3.6. Jagüel de los Machos

Jagüel de los Machos es una concesión de explotación ubicada en la provincia de Río Negro.

El Decreto No. 1,769/90 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. (antecesora de Pampa Energía S.A.). Posteriormente, mediante Decreto No. 1,708/08 de la Provincia de Río 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 Pampa Energía S.A. cedió a Vista Argentina el 100% de su participación en la concesión de explotación Jagüel de los Machos. El 11 de julio de 2019 se emitió el Decreto No. 806/19 de la Provincia de Río Negro, mediante el cual la Secretaría de Estado de Energía de la Provincia de Río Negro aprobó esta cesión.

29.3.7. 25 de Mayo – Medanito S.E.

25 de Mayo – Medanito S.E. es una concesión de explotación ubicada en la provincia de Río Negro.

El Decreto No. 2,164/91 reconvirtió el contrato existente a esa fecha sobre el área 25 de Mayo-Medanito SE en una concesión de explotación por 25 años a favor de la Compañía Naviera Pérez Companc S.A.C.F.I.M.F.A. (antecesora de Pampa Energía S.A.). Posteriormente, mediante Decreto 1,708/08 de la Provincia de Río 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 Pampa Energía S.A. cedió a Vista Argentina el 100% de su participación en la concesión de explotación “25 de Mayo – Medanito SE”. El 11 de julio de 2019 se emitió el Decreto No. 806/19 de la Provincia de Río Negro, mediante el cual la Secretaría de Estado de Energía de la Provincia de Río Negro aprobó esta cesión.

29.3.8. Acambuco

La Compañía tiene una participación del 1.5% en la concesión de explotación denominada Acambuco, ubicada en la cuenca Noroeste, Provincia de Salta. El operador de la concesión de explotación es Pan American Energy LLC (Sucursal Argentina), que posee una participación del 52%. Los restantes socios son: YPF S.A., Shell Argentina S.A., y Northwest Argentina Corporation con una participación del 22.5%, 22.5% y 1.5%, respectivamente.

Con fecha 14 de febrero de 2001 los titulares de la concesión solicitaron la Declaración de Comercialidad de un lote de explotación denominado San Pedrito, el cual expira en 2036.

A su vez, con fecha 16 de febrero de 2005 los titulares de la concesión solicitaron la Declaración de Comercialidad de un lote de explotación denominado Macueta, el cual expira en 2040.

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

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2019 y 2018 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

29.3.9. Sur Río Deseado Este

La Compañía posee una participación del 16.95% en la concesión de explotación para el área Sur Río Deseado Este en la Cuenca del Golfo San Jorge ubicada en la Provincia de Santa Cruz. El operador de esta concesión de explotación es Alianza Petrolera Argentina S.A. con el 54.14%. Los restantes socios son: Petrolera El Trébol S.A., SECRA S.A. que poseen una participación del 24.91% y 4%, respectivamente. La concesión expira el 27 de abril de 2021 y no hay compromisos de capital pendientes. Asimismo, la Compañía posee una participación del 44% en un acuerdo de exploración en una porción de la concesión Sur Río Deseado, siendo el operador de este acuerdo Quintana E&P Argentina S.R.L.

29.3.10. Propiedades de Petróleo y Gas en México

El 29 de octubre de 2018, la Compañía 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) Bloque CS-01
- (ii) Bloque A-10
- (iii) Bloque TM-01

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 la Compañía fue ejecutada.

Las concesiones caducan en 2047.

29.4 Compromisos de inversión

Al 31 de diciembre 2019, la Compañía está comprometida a perforar y completar: (i) en la Provincia de Río Negro, 10 pozos de desarrollo, 4 pozos de avanzada y 1 pozo exploratorio en las áreas 25 de Mayo - Medanito SE y Jagüel de los Machos por un costo estimado de 20,250 ; y (ii) en la Provincia de Río Negro, 8 pozos de desarrollo y 2 pozos de avanzada en el área ELO por un costo estimado de 22,000 .

Además, la Compañía se comprometió a realizar: (i) 11 workovers y abandonar 21 pozos en las áreas 25 de Mayo - Medanito SE y Jagüel de los Machos por un costo estimado de 7,400 ; y (ii) 9 workovers y abandono de 3 pozos en el área ELO por un costo estimado de 5,300.

Adicionalmente, con motivo del otorgamiento de las respectivas CENCH, la Compañía se comprometió en la provincia de Neuquén: (i) a perforar 5 pozos horizontales con sus instalaciones asociadas por un costo estimado de 51,800 entre los años 2019 y 2021, en Bajada del Palo Este; y (ii) en la concesión Águila Mora, la Compañía se comprometió a poner en producción 3 pozos existentes, a perforar 2 pozos horizontales nuevos con sus instalaciones asociadas, por un costo estimado de 32,000 (28,800 al porcentaje de participación de la Compañía) entre los años 2020 y 2022.

Con respecto a los compromisos adquiridos al 31 de diciembre de 2018, la compañía dio cumplimiento a los siguientes: Al 31 de diciembre 2019, la Compañía perforó y completó: (i) en la Provincia de Río Negro, 8 pozos de desarrollo, 1 pozo de avanzada y 1 pozo exploratorio en las áreas 25 de Mayo - Medanito SE y Jagüel de los Machos por un costo de 12,700 (al porcentaje de participación de la Compañía); y (ii) en la Provincia de Río Negro, 3 pozos de desarrollo y 1 pozo exploratorio en el área Entre Lomas por un costo de 9,300 (al porcentaje de participación de la Compañía).

Además, la Compañía realizó: (i) 4 workovers en las áreas 25 de Mayo - Medanito SE y Jagüel de los Machos por un costo estimado de 1,500 (al porcentaje de participación de la Compañía); y (ii) 8 workovers en el área Entre Lomas por un costo estimado de 2,500 (al porcentaje de participación de la Compañía).

Adicionalmente, con motivo del otorgamiento de la CENCH en el área Bajada del Palo, la Compañía perforó y completó 8 pozos horizontales, perforó 4 pozos horizontales e invirtió en instalaciones asociadas entre los años 2018 y 2019 por un costo de 220,600.

29.5 Costos de exploración de pozos

No hay saldos ni actividad por costos de pozos exploratorios para los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018.

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2019 y 2018 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

Nota 30. Concesiones de Transporte

30.1 Consideraciones generales

El Art. 28 de la Ley Federal de Hidrocarburos (“LFH”) dispone que a todo titular de una concesión de explotación le corresponde el derecho de obtener una concesión para el transporte de sus hidrocarburos. De conformidad con lo estipulado en el Artículo 6 del Decreto PEN 115/19 las concesiones de transporte que sean otorgadas con posterioridad a la emisión de dicho Decreto tendrán total independencia y autonomía respecto de la concesión de explotación que le da origen a la misma, a fin de que la concesión de explotación no interfiera y/o afecte en modo alguno la vigencia de la concesión de transporte. El titular de una concesión de transporte estará facultado a celebrar libremente los contratos de reserva de capacidad en los términos previstos en dicho Decreto. Estos contratos podrán ser libremente negociados en cuanto a su modalidad de asignación, precios y volúmenes entre el titular de una concesión de transporte y los respectivos cargadores.

30.2 Concesión de Transporte Federal

Con fecha 22 de noviembre de 2019, la Secretaría de Gobierno de Energía de Argentina emitió la Resolución 753/19 mediante la cual otorgó a Vista Argentina una concesión de transporte de petróleo crudo para el oleoducto que se extenderá desde el yacimiento Borde Montuoso (en el área Bajada de Palo Oeste, ubicado en la Provincia del Neuquén) hasta la estación de bombeo La Escondida (correspondiente al oleoducto Allen – Puerto Rosales, ubicada en la provincia de Río Negro), operado por Oleoductos del Valle Sociedad Anónima. En el mismo acto, Vista Argentina cedió la concesión mencionada a Aleph, como parte del acuerdo mencionado en Nota 27.

La Concesión de Transporte Federal se extiende hasta el 19 de diciembre de 2053.

Dicha Concesión Federal de Transporte transportará producción proveniente no solo del Área Bajada de Palo Oeste, sino también de las Áreas Bajada del Palo Este, Coirón Amargo Norte, Charco del Palenque, Entre Lomas, ubicadas en la Provincia del Neuquén, y de Río Negro.

30.3 Concesión de Transporte Entre Lomas Crudo

Con fecha 6 de diciembre de 2019 la Provincia de Río Negro emitió el Decreto No. 1,821/19 mediante el cual otorgó a Vista Argentina una concesión de transporte de hidrocarburos asociada al Área Entre Lomas, sobre el oleoducto que conecta la Planta de Tratamiento de Crudo ubicada en el yacimiento Charco Bayo en el Área Entre Lomas (la “PTC Elo”) hasta su interconexión con el sistema troncal de transporte de crudo en “La Escondida” operado por Oleoductos del Valle S.A. en la Provincia de Río Negro, incluyendo dentro de la concesión de transporte a la PTC ELO.

La Concesión de Transporte fue otorgada por un término equivalente al plazo remanente de vigencia de la concesión de explotación del Área Entre Lomas vinculada, esto es, hasta el 21 de enero de 2026.

La Concesión de Transporte transportará producción proveniente no solo del Área Entre Lomas, sino también de las Áreas Bajada del Palo Oeste, Bajada del Palo Este, Coirón Amargo Norte, Entre Lomas, y Charco del Palenque.

30.4 Concesión de Transporte 25 de Mayo – Medanito SE

Con fecha 6 de diciembre de 2019 la Provincia de Río Negro emitió el Decreto No. 1,822/19 mediante el cual otorgó a Vista Argentina una concesión de transporte de hidrocarburos asociada al Área 25 de Mayo – Medanito SE, ubicada en la Provincia de Río Negro, sobre el oleoducto que conecta la Planta de Tratamiento de Crudo ubicada en el Área 25 de Mayo-Medanito SE (Río Negro) (“PTC MED”), hasta su interconexión con el sistema troncal de transporte de crudo en “Medanito” operado por Oleoductos del Valle S.A. en la provincia de Río Negro incluyendo dentro de la concesión de transporte a la PTC MED.

La concesión de transporte fue otorgada por un término equivalente al plazo remanente de vigencia de la concesión de explotación del Área 25 de Mayo – Medanito vinculada, esto es, hasta el 26 de octubre de 2026.

La concesión de transporte transportará producción proveniente no solo del Área 25 de Mayo – Medanito SE, sino también del Área Jagüel de los Machos.

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2019 y 2018 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

30.5 Concesión de Transporte Entre Lomas Gas

Con fecha 6 de diciembre de 2019 la Provincia de Río Negro emitió el Decreto No. 1,823/19 mediante el cual otorgó a Vista Argentina una concesión de transporte de hidrocarburos asociada al Área Entre Lomas, sobre el gasoducto que conecta la Planta de Tratamiento de Gas ubicada en el yacimiento Charco Bayo en el Área Entre Lomas ("PTG ELo") hasta el punto que interconecta con el sistema troncal de transporte de gas operado por Transportadora del Gas S.A. ("TGS") en la provincia de Río Negro incluyendo dentro de dicha concesión de transporte a la PTG ELo.

La Concesión de Transporte fue otorgada por un término equivalente al plazo remanente de vigencia de la concesión de explotación del Área Entre Lomas vinculada, esto es, hasta el 21 de enero de 2026.

La Concesión de Transporte transportará producción proveniente no solo del Área Entre Lomas, sino también de las Áreas Bajada del Palo Oeste, Bajada del Palo Este, Coirón Amargo Norte y Charco del Palenque.

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 PELS A (actualmente conocida como Vista Argentina) y de la participación directa del 3.85% en las propiedades de petróleo y gas operadas por PELS A de Pampa Energía S.A.

El 16 de enero de 2018, Pampa Energía S.A. acordó vender a Vista su participación directa en PELS A y sus participaciones directas en las propiedades de petróleo y gas ELo, 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 PELS A"), para la adquisición de los intereses directos de Pampa de:

- i) el 58.88% de PELS A, una empresa argentina que poseía una participación operativa directa del 73.15% en las concesiones de explotación petrolera de Elo, 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 PELS A"), y
- ii) el 3.85% de participación directa en las Concesiones EL-AA-BP operadas por PELS A.

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 PELS A 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 incurrieran, 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 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.

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

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2019 y 2018 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

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
Planes de beneficios definidos		2,856
Salarios y contribuciones sociales		1,178
Impuesto a la utilidad a pagar		2,914
Otros impuestos y regalías a 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 la Compañía. Estos supuestos reflejan todas las reservas y recursos que la Gerencia 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 Gerencia 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 GLP, 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 esperaba cobrar 3,647 y las cuáles fueron canceladas en la valuación inicial.

[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.

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

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2019 y 2018 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

31.1.3 Interés minoritario originados por combinación de negocios.

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	<u>(10,216)</u>
Consideración pagada por adquisiciones de negocios netas de efectivo adquirido	<u>287,372</u>

31.1.5 Efecto de las adquisiciones en los resultados de la Compañía

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 Gerencia 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 acordó vender a la Compañía 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; y
- (ii) participación del 100% en el área de concesión de explotación Jagüel de los Machos.

En la misma fecha, la Compañía 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).

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

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2019 y 2018 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

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 incurrieran, 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 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		1,226
Total activos adquiridos		87,322
Pasivos		
Provisiones	[B]	6,406
Salarios y contribuciones sociales		1,023
Total pasivos asumidos		7,429
Activos netos adquiridos		79,893
Crédito Mercantil		5,542
Total consideración (Nota 31.2.1)		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 la Compañía. Estos supuestos reflejan todas las reservas y recursos que la Gerencia 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. 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 Gerencia 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 GLP, 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.

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

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2019 y 2018 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

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	-
Consideración pagada por adquisiciones de negocios netas de efectivo adquirido	85,435

31.2.4 Efecto de las adquisiciones en los resultados de la Compañía

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 Gerencia 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 a 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 I"; y (6) una participación no operada del 44% en un acuerdo de exploración de una porción de Sur Río Deseado Este.

A partir de esta combinación de negocios, la Compañía 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).

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

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2019 y 2018 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

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 incurrieran, 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 17.1, 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 identificó 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
Otros activos financieros		13,579
Inventarios		4,409
Efectivo y equivalentes de efectivo		14,432
Total activos adquiridos		447,299
Pasivos		
Pasivo por impuesto a la utilidad diferido		67,503
Provisiones	[C]	12,881
Planes de beneficios definidos		3,483
Otros impuestos y regalías a pagar		3,349
Obligaciones laborales		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 la Compañía. Estos supuestos reflejan todas las reservas y recursos que la Gerencia cree que un participante del

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2019 y 2018 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

mercado consideraría al valor 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 Gerencia 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 GLP, 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 esperaba cobrar 2,514 y las cuáles fueron canceladas en la valuación inicial.

[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)
Consideración pagada por adquisiciones de negocios netas de efectivo adquirido	<u>335,329</u>

31.3.4 Efecto de las adquisiciones en los resultados del de la Compañía.

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 Gerencia 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 de la Compañía

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 de la Compañía para el ejercicio se habrían incrementado a 456,092 y la pérdida del ejercicio habría sido 22,027.

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

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2019 y 2018 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

En el estado de flujo de efectivo consolidado:

Pago en efectivo transferido	732,784
Efectivo y equivalentes de efectivo adquiridos	(24,648)
Consideración pagada por adquisiciones de negocios netas de efectivo adquirido	708,136

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 10 de diciembre de 2019, asumió un nuevo gobierno nacional en Argentina. El 23 de diciembre de 2019 se publicó en el Boletín Oficial la Ley No. 27,541 de “Solidaridad Social y Reactivación Productiva en el marco de Emergencia Pública”, promulgada mediante el Decreto No. 58/2019. Las reformas introducidas procuran reactivar las áreas económica, financiera, fiscal, administrativa, previsional, tarifaria, energética, sanitaria y social, y facultan al Poder Ejecutivo Nacional (PEN) a llevar adelante las gestiones y los actos necesarios para recuperar y asegurar la sostenibilidad de la deuda pública de la República Argentina

Las principales medidas contenidas en la Ley y su reglamentación son las siguientes:

32.1 Impuesto sobre la renta

La Ley No. 27,430 había establecido que la tasa del impuesto sobre la renta para las empresas argentinas se reduciría 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 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%.

La reforma introducida por la Ley No. 27,541 suspende ese cambio de tasas y mantiene las originales del 30% y 7%, hasta los ejercicios fiscales que se inicien a partir del 1° de enero de 2021, inclusive.

La Ley No. 27,468 había dispuesto para los tres primeros ejercicios fiscales iniciados a partir del 1° de enero de 2019, que el ajuste por inflación positivo o negativo que pudiera corresponder debía distribuirse un tercio en el ejercicio fiscal en que se determinara el ajuste, y los dos tercios restantes, en partes iguales, en los dos períodos fiscales inmediatos siguientes. La reforma mencionada, modificó esa distribución y establece que el ajuste positivo o negativo correspondiente al primer y segundo ejercicio fiscal iniciados a partir del 1° de enero de 2019, deberá imputarse un sexto al ejercicio fiscal en que se determine el ajuste y los cinco sextos restantes, en partes iguales, en los cinco períodos fiscales inmediatos siguientes; en tanto que para los ejercicios fiscales iniciados a partir del 1° de enero de 2021 se podrá deducir/gravar el 100% del ajuste en el año en el cual el efecto se determina.

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2019 y 2018 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

32.2 Contribuciones patronales

(i) Se elimina la reducción progresiva de las contribuciones prevista, y las tasas se fijan desde diciembre de 2019 en 20.40% para los empleadores del sector privado con actividad en el sector Servicios o Comercio y 18% para los restantes empleadores del sector privado.

(ii) Se establecen sumas fijas que podrán deducirse de la base de cálculo, sin que exista en la norma previsión de ajuste futuro.

(iii) De las contribuciones efectivamente pagadas, se podrá computar como crédito fiscal del impuesto al valor agregado el monto que resulte de aplicar a las bases imponibles los puntos porcentuales que se fijan para cada jurisdicción en particular.

32.3 Tasa de estadística

Se establece un incremento del 2.5% al 3% en la tasa de estadística aplicable a importaciones definitivas para consumo efectuadas desde el 1° de enero hasta el 31 de diciembre de 2020.

Para las importaciones de bienes de capital a ser utilizados en el marco de inversiones en desarrollo de producción de hidrocarburos provenientes de reservorios no convencionales y ciertas importaciones temporarias, se extiende hasta el 31 de diciembre de 2020 la aplicación de una tasa de 0%.

32.4 Impuesto para una Argentina inclusiva y solidaria (“PAIS”)

Se establece por el término de cinco períodos fiscales, un impuesto que grava con una tasa del 30% las operaciones vinculadas con la adquisición de moneda extranjera.

El gravamen no reviste el carácter de pago a cuenta de ningún impuesto; y alcanza las siguientes operaciones: (i) compra de billetes y divisas en moneda extranjera para atesoramiento; (ii) cambio de divisas con destino al pago de adquisiciones de bienes o prestaciones y locaciones de servicios efectuadas en el exterior cualquiera sea el medio de pago con que sean pagadas; (iii) adquisición de servicios en el exterior contratados a través de agencias de viajes y turismo del país; o bien (iv) adquisición de servicios de transporte de pasajeros con destino fuera del país.

32.5 Derechos de exportación

Se faculta al PEN a incrementar los derechos de exportación hasta (i) un 15% para las exportaciones de mercancías que no estaban sujetas a derechos de exportación o tenían una tasa del 0% al 2 de septiembre de 2018.

Previo a la aprobación de la Ley No. 27,541, el gobierno emitió el Decreto No. 37/2019 (B.O 14/12/2019) por el que cambió el esquema de retenciones, dejando sin efecto el límite de 4 ARS/US que había establecido la anterior administración en 2018.

32.6 Sistema energético

La Ley faculta al PEN a:

i) Mantener las tarifas de electricidad y gas natural que estén bajo jurisdicción federal y a iniciar un proceso de renegociación de la revisión tarifaria integral vigente o iniciar una revisión de carácter extraordinario, a partir de la vigencia de la presente Ley y por un plazo máximo de hasta ciento ochenta (180) días, propendiendo a una reducción de la carga tarifaria real sobre los hogares, comercios e industrias para el año 2020. Asimismo, se invita a las provincias a adherir a estas políticas de mantenimiento de los cuadros tarifarios y renegociación o revisión de carácter extraordinario de las tarifas de las jurisdicciones provinciales.

ii) Intervenir administrativamente el Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) y el Ente Nacional Regulador del Gas (ENARGAS) por el término de un (1) año.

En uso de las facultades delegadas, el gobierno anunció la suspensión de cualquier actualización de las tarifas de electricidad y gas por los 180 días previstos en la Ley.

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2019 y 2018 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

Consistente con la suspensión de la actualización de tarifas en el área de energía, el gobierno también requirió al titular de Yacimientos Petrolíferos Fiscales (“YPF”) que el precio de los combustibles se mantenga sin actualización. Las otras compañías petroleras, incluida Vista, inicialmente estuvieron de acuerdo en no actualizar sus precios si YPF no lo hace.

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.

32.7 Impuesto al valor agregado

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.

32.8 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.

32.9 Impuesto sobre la renta

Adicionalmente el 30 de octubre de 2019 el gobierno mexicano aprobó la reforma fiscal 2020, la cual entra en vigencia a partir del 1 de enero de 2020, entre otros aspectos esta reforma incluye:

Se establece una limitación en la deducción de los intereses netos del ejercicio, equivalente al monto que resulte de multiplicar la utilidad fiscal ajustada del contribuyente por el 30%. Existe una excepción con un límite de 20 millones de pesos mexicanos para intereses deducibles a nivel de grupo en México.

El Código Fiscal de la Federación (“CFF”) fue modificado para añadir nuevas circunstancias para atribuir responsabilidad solidaria a socios, accionistas, directores, gerentes o cualquier otro responsable de la administración del negocio. Estas nuevas circunstancias son aplicables cuando se opera con empresas o individuos incluidos en la lista negra de contribuyentes que emiten facturas electrónicas consideradas operaciones inexistentes debido a la falta de activos, personal, infraestructura o capacidad material; o cuando se considere que no se encuentre en el Registro Federal de Contribuyentes (“RFC”) o cuando se produce un cambio de domicilio fiscal sin haber presentado la notificación correspondiente a las autoridades fiscales en su debido plazo.

Igualmente la Gerencia evaluó el impacto de dicha reforma sobre la información financiera al 31 de diciembre de 2019 y concluyó que no existen impactos significativos sobre la misma.

Nota 33. Pagos basados en acciones

El 22 de marzo de 2018, los Accionistas de la Compañía autorizaron la implementación de un Plan de Incentivo a Largo Plazo (LTIP, por sus siglas en inglés) para retener a los empleados clave y le otorgaron a la Junta Directiva la autoridad para administrar dicho plan. En la misma Junta, 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 el plan.

De acuerdo con el LTIP aprobado por la Junta, dicho plan está vigente desde el 4 de abril de 2018. Como parte del LTIP, la Compañía ingresará en un Fideicomiso Administrativo para depositar las acciones de la Serie A que se utilizarán en el mismo. El plan tiene los siguientes beneficios pagados a ciertos ejecutivos y empleados que se consideran pagos basados en acciones:

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

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2019 y 2018 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

33.1 Opción de compra de acciones (Pagos basados en acciones)

La opción de compra de acciones le otorga al participante del 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 el Modelo de Black Sholes.

33.1.1 Movimientos del ejercicio de las acciones Serie A

La siguiente tabla muestra el número de opciones de compra y el precio promedio ponderado de ejercicio (WAEP, por sus siglas en inglés) y sus movimientos durante los ejercicios:

	Por el año finalizado el 31 de diciembre de 2019		Por el período finalizado el 31 de diciembre de 2018	
	Número de opciones de compra	WAEP	Número de opciones de compra	WAEP
Al inicio del año	1,330,541	10.0	-	-
Otorgadas durante el ejercicio	2,704,003	6.7	1,330,541	10.0
Anuladas durante el ejercicio	(40,540)	10.0	-	-
Al final del año	3,994,004	7.8	1,330,541	10.0

La siguiente tabla enumera las entradas a los modelos utilizados para el plan por el ejercicio:

	2019	2018
Rentabilidad por dividendo (%)	0.0%	0.0%
Volatilidad esperada (%)	40%	40%
Tasa de interés libre de riesgo (%)	2.5%	1.5%
Vida esperada de las opciones sobre acciones (años)	5	5
Precio Promedio Ponderado de las acciones (US)	6.7	10.0
Modelo utilizado	Black-Scholes-Merton	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 ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019 y 2018 fueron de 2.6 y 3.7 respectivamente.

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 finalizado el 31 de diciembre de 2019 y 2018, el gasto de compensación registrado en el estado de resultados y otros resultados integrales consolidado ascendió a 3,529 y 1,238, respectivamente.

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.

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

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2019 y 2018 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

33.2.1 Movimientos del ejercicio

La siguiente tabla muestra el número de acciones Serie A y WAEP del ejercicio y sus movimientos durante el ejercicio:

	Por el año finalizado el 31 de diciembre de 2019		Por el período finalizado el 31 de diciembre de 2018	
	Número de acciones Serie A	WAEP	Número de acciones Serie A	WAEP
Al inicio del año	854,750	100	-	-
Otorgadas durante el ejercicio	1,356,762	6.7	854,750	10.0
Anuladas durante el ejercicio	(4,500)	10.0	-	-
Al final del año	2,207,012	7.8	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 finalizado el 31 de diciembre de 2019 y 2018, el gasto por compensación registrado en el estado de resultados y otros resultados integrales consolidado ascendió a 7,126 y 2,783, respectivamente. Las acciones restringidas Serie A emitidas en el ejercicio se revelan en la Nota 20.

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. Información complementaria sobre las actividades 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 la ASC No. 932 "Actividades extractivas - Petróleo y gas", modificada por ASU 2010 - 03 "Reservas de petróleo y gas, estimaciones y revelaciones", publicada por Financial Accounting Standard Board ("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 Security and Exchange Commission ("SEC"), publicadas 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 y los gastos que se incurrieron durante el año finalizado el 31 de diciembre de 2019 y el período comprendido del 4 de abril al 31 de diciembre de 2018. 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.

	Año finalizado el 31 de diciembre de 2019	
	Argentina	México
Adquisición de propiedades		
Probadas	-	-
No probadas	-	278
Total adquisición de propiedades	-	278
Exploración	(9)	(667)
Desarrollo	(146,935)	(601)
Total costos incurridos	(146,944)	(990)

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

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2019 y 2018 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

	Por el período del 4 de abril al 31 de diciembre de 2018	
	Argentina	México
Adquisición de propiedades		
Probadas	(555,944)	-
No probadas	-	(29,681)
Total adquisición de propiedades	(555,944)	(29,681)
Exploración	(637)	-
Desarrollo	(131,080)	-
Total costos incurridos	(687,661)	(29,681)

Vista no tiene costos incurridos en entidades reconocidas bajo el método de participación durante los períodos mencionados anteriormente.

Costos capitalizados

La siguiente tabla presenta los costos capitalizados durante el año finalizado el 31 de diciembre de 2019 y 2018, para propiedades de petróleo y gas probadas y no probadas, y la depreciación acumulada correspondiente a esas fechas.

	Año finalizado el 31 de diciembre de 2019	
	Argentina	México
Propiedades probadas ⁽¹⁾		
Maquinarias, instalaciones y licencias de software	29,757	40
Propiedad minera y pozos	1,040,250	-
Obras en curso	74,924	601
Propiedades no probadas	-	29,403
Costos brutos capitalizados	1,144,931	30,044
Depreciación acumulada	(222,847)	(3)
Total costos capitalizados netos	922,084	30,041

	Año finalizado el 31 de diciembre de 2018	
	Argentina	México
Propiedades probadas ⁽¹⁾		
Maquinarias, instalaciones y licencias de software	20,602	-
Propiedad minera y pozos	804,752	-
Obras en curso	77,536	-
Propiedades no probadas	13,157	29,681
Costos brutos capitalizados	916,047	29,681
Depreciación acumulada	(74,413)	-
Total costos capitalizados netos	841,634	29,681

⁽¹⁾ Incluye montos capitalizados relacionados con obligaciones de retiro de activos y pérdida / recuperación por deterioro.

Vista no tiene costos incurridos en entidades reconocidas bajo el método de participación durante los períodos 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 el año finalizado el 31 de diciembre de 2019 y para el período comprendido del 4 de abril al 31 de diciembre de 2018. El impuesto sobre la renta para los períodos presentados se calculó utilizando las tasas impositivas legales.

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

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2019 y 2018 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

	Año finalizado el 31 de diciembre de 2019	Por el período del 4 de abril al 31 de diciembre de 2018
Ingresos por contrato con clientes	415,976	331,336
Total ingresos	415,976	331,336
Costos de producción excluyendo la depreciación		
Costos operativos y otros	(114,431)	(86,245)
Regalías	(61,008)	(50,323)
Total costos de producción	(175,439)	(136,568)
Gastos de exploración	(676)	(637)
Descuento del pasivo por taponamiento de pozos	(1,723)	(897)
Depreciación, agotamiento y amortización	(153,001)	(74,772)
Resultado de operación antes de impuesto	85,137	118,462
Impuesto sobre la renta	(25,541)	(35,539)
Resultado de las operaciones de petróleo y gas	59,596	82,923

Vista no tiene costos incurridos en entidades reconocidas bajo el método de participación durante los períodos mencionados anteriormente.

Reservas estimadas de petróleo y gas

Vista no tenía propiedad en los campos de petróleo y gas que son objeto de esta información antes del 4 de abril de 2018. Las reservas probadas al 31 de diciembre de 2018 son reservas netas probadas a Vista. Las reservas probadas al 31 de diciembre de 2019, son reservas netas atribuibles a Vista auditadas por DeGolyer and MacNaughton.

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 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, 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 en el mercado de referencia disponibles en Argentina, Vista utilizó los precios promedio de gas realizados durante el año para determinar sus reservas de gas.

La estimación de los volúmenes técnicos de la Compañía al 31 de diciembre de 2018 fue auditada por Gaffney, Cline & Associates. Gaffney, Cline & Associates es una consultora independiente de ingeniería petrolera. Mientras que las reservas probadas al 31 de diciembre de 2019 fueron auditadas por DeGolyer and MacNaughton. La auditoría independiente cubrió el 100% de las reservas estimadas ubicadas en áreas operadas y no operadas por la Compañía en Argentina. Tanto Gaffney, Cline & Associates como DeGolyer and MacNaughton 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 & Associates y DeGolyer and MacNaughton. 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 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

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

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2019 y 2018 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

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.

Las siguientes tablas muestran las reservas probadas netas de petróleo (incluyendo crudo, condensado y gas natural) y reservas netas de gas natural al 31 de diciembre de 2019 y 2018 al porcentaje de interés de Vista en sus respectivas concesiones:

Reservas probadas al 31 de diciembre de 2019			
Argentina	Petróleo crudo, condensado y gas natural licuado	Gas natural	Gas natural
Categorías de reservas	(millones de barriles)	(billones de pies cúbicos)	(equivalentes a millones de barriles de petróleo)
PROBADAS Desarrolladas	30.2	108.0	19.2
PROBADAS No desarrolladas	40.6	64.0	11.4
Total reservas probadas (desarrolladas y no desarrolladas)	70.8	172.0	30.6

Reservas probadas al 31 de diciembre de 2019			
México	Petróleo crudo, condensado y gas natural licuado	Gas natural	Gas natural
Categorías de reservas	(millones de barriles)	(billones de pies cúbicos)	(equivalentes a millones de barriles de petróleo)
PROBADAS Desarrolladas	0.1	0.7	0.2
PROBADAS No desarrolladas	0.1	0.1	0.0
Total reservas probadas (desarrolladas y no desarrolladas)	0.2	0.8	0.2

Reservas probadas al 31 de diciembre de 2018			
Argentina	Petróleo crudo, condensado y gas natural licuado	Gas natural	Gas natural
Categorías de reservas	(millones de barriles)	(billones de pies cúbicos)	(equivalentes a millones de barriles de petróleo)
PROBADAS Desarrolladas	27.1	103.4	18.4
PROBADAS No desarrolladas	7.1	28.2	5.0
Total reservas probadas (desarrolladas y no desarrolladas)	34.2	131.6	23.4

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

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2019 y 2018 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

La siguiente tabla muestra la conciliación de los datos de reservas de la Compañía entre el 31 de diciembre de 2018 y el 31 de diciembre de 2019:

Argentina	Petróleo crudo, condensado y gas natural licuado	Gas natural ⁽⁵⁾	Gas natural
	(millones de barriles)	(billones de pies cúbicos)	(equivalentes a millones de barriles de petróleo)
Reservas probadas (desarrolladas y no desarrolladas)			
Reservas al 31 de diciembre de 2018	34.2	131.6	23.4
Incremento (disminución) atribuible a:			
Revisión de estimaciones anteriores ⁽¹⁾	2.4	17.8	3.2
Extensión y descubrimientos ⁽²⁾	41.0	43.0	7.6
Compras de reservas probadas en el lugar ⁽³⁾	-	-	-
Producción del año ⁽⁴⁾	(6.8)	(20.4)	(3.6)
Reservas al 31 de diciembre de 2019	70.8	172.0	30.6

⁽¹⁾ Las revisiones de las estimaciones anteriores se deben principalmente a la revisión del declino de las reservas convencionales en Entre Lomas, Jagüel de los Machos y 25 de mayo-Medanito.

⁽²⁾ Incluye la certificación de reservas probadas del desarrollo no convencional en Bajada del Palo Oeste.

⁽³⁾ Sin compras.

⁽⁴⁾ Considera la producción atribuible a Vista Argentina, excepto la producción de Águila Mora de 35 bbl/d.

⁽⁵⁾ El consumo de gas natural representó 16.9% al 31 de diciembre de 2018, y un 14.1% al 31 de diciembre de 2019.

México	Petróleo crudo, condensado y gas natural licuado	Gas natural	Gas natural
	(millones de barriles)	(billones de pies cúbicos)	(equivalentes a millones de barriles de petróleo)
Reservas probadas (desarrolladas y no desarrolladas)			
Reservas al 31 de diciembre de 2018	-	-	-
Incremento (disminución) atribuible a:			
Revisión de estimaciones anteriores	-	-	-
Extensión y descubrimientos	0.2	0.8	0.2
Compras de reservas probadas en el lugar	-	-	-
Producción del año	-	-	-
Reservas al 31 de diciembre de 2019	0.2	0.8	0.2

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

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2019 y 2018 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

La siguiente tabla muestra la conciliación de los datos de reservas de la Compañía entre el 4 de abril de 2018 y el 31 de diciembre de 2018:

Argentina	Petróleo crudo, condensado y gas natural licuado	Gas natural	Gas natural
	(millones de barriles)	(billones de pies cúbicos)	(equivalentes a millones de barriles de petróleo)
Reservas probadas (desarrolladas y no desarrolladas)			
Incremento (disminución) atribuible a:			
Revisión de estimaciones anteriores ⁽¹⁾	(0.6)	-	1.4
Extensión y descubrimientos ⁽²⁾	4.0	-	6.1
Compras de reservas probadas en el lugar ⁽³⁾	35.6	151.6	19.5
Producción del año	(4.8)	(20.0)	(3.6)
Reservas al 31 de diciembre de 2018	34.2	131.6	23.4

⁽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 CASO 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 BDPE) y Entre Lomas (Río Negro) y concesión de Neuquén, 55% de participación en Coirón Amargo Norte y 1.5% en el campo Acambuco.

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, líquidos de gas natural 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 Vista. El impuesto a la renta 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.

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

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2019 y 2018 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

	Al 31 de diciembre de 2019	Al 31 de diciembre de 2018
Flujos futuros de efectivo	4,457	2,714
Costos futuros de producción	(1,927)	(1,338)
Costos futuros de desarrollo y abandono	(748)	(258)
Impuesto sobre la renta futuro	(410)	(267)
Flujos de efectivos descontados netos	1,372	851
10% de descuento anual	(597)	(243)
Medida estandarizada de flujos de efectivo futuros descontados (netos)	775	608

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 año finalizado el 31 de diciembre de 2019 y para el período comprendido del 4 de abril al 31 de diciembre de 2018:

	Año finalizado el 31 de diciembre de 2019	Por el período del 4 de abril al 31 de diciembre de 2018
Medida estandarizada de flujos de efectivo netos futuros descontados al inicio del año	608	124
Variación neta en precios de venta y costos de producción relacionados con la producción futura ⁽¹⁾	(103)	188
Variación neta en costos estimados de desarrollo futuro ⁽²⁾	(525)	(145)
Variación neta por revisiones en estimaciones de cantidad ⁽³⁾	(1)	35
Variación neta por extensiones, descubrimientos y mejoras ⁽⁴⁾	306	16
Acumulación de descuento	352	14
Variación neta por compras y ventas de minerales en el lugar ⁽⁵⁾	-	385
Otros	58	16
Ventas de petróleo crudo, GLN y gas natural producido, neto de los costos de producción	6	(67)
Costos de Desarrollo estimados previamente incurridos	151	99
Variación neta en el impuesto a las ganancias ⁽⁶⁾	(77)	(57)
Variación en la medida estandarizada de los flujos de efectivo futuros descontados del año	167	484
Medida estandarizada de los flujos de efectivo futuros descontados al final del año	775	608

⁽¹⁾ Principalmente afectado por una disminución en los precios del petróleo vigentes, los que cayeron desde 65.4 US\$/bbl al 31 de diciembre de 2018 a 55.86 US\$/bbl al 31 de diciembre de 2019, parcialmente compensado por una reducción de los costos promedio relacionados con la producción del 25.1%. Principalmente impulsado por un aumento en los precios del petróleo vigentes de 54.55 US/ bbl al 4 de abril de 2018 a 65.40 US/bbl al 31 de diciembre de 2018 y una reducción en los costos de producción. Durante ese período, los costos promedio de producción se redujeron en un 22.2%.

⁽²⁾ Debido a la incorporación de un plan de desarrollo de las reservas probadas de BDPO no convencional. 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 BDPO para la formación de Vaca Muerta (inicio del desarrollo) para el período comprendido entre el 4 de abril y el 31 de diciembre de 2018.

⁽³⁾ Debido a una disminución en las reservas probadas no desarrolladas convencionales, compensado por una menor declinación de las reservas probadas desarrolladas convencionales al 31 de diciembre de 2019. 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.

⁽⁴⁾ Debido a la incorporación de reservas probadas de Bajada del Palo Oeste no convencional, donde se completaron y pusieron en producción 8 pozos durante el año 2019, lo que dio lugar a la certificación de un área probada. Debido al inicio del desarrollo de la formación Vaca Muerta en BDPO.

⁽⁵⁾ Sin adquisiciones en el periodo del 31 de diciembre de 2018 al 31 de diciembre de 2019. Debido a la adquisición de: APCO, la participación no controladora en PELS A, y Medanito-25 de Mayo y Jagüel de los Machos para el período del 4 de abril al 31 de diciembre de 2018.

⁽⁶⁾ Debido a un aumento de las entradas de efectivo esperadas para el período del 31 de diciembre de 2018 al 31 de diciembre de 2019. Debido a un cambio en la tasa vigente de impuesto sobre la renta. Debido a un aumento de las entradas de efectivo esperadas para el período del 4 de abril al 31 de diciembre de 2018.

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

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2019 y 2018 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

Nota 35. Eventos posteriores

La Compañía ha evaluado los eventos posteriores al 31 de diciembre de 2019 para evaluar la necesidad de un posible reconocimiento o revelación en estos estados financieros. La Compañía evaluó dichos eventos hasta el 11 de marzo de 2020, fecha en que estos estados financieros estaban disponibles para su emisión:

- El 15 de enero de 2020, Vista Argentina firmó un acuerdo de préstamos con el Banco Macro por un monto de 30,000 por un plazo de 180 días a una tasa de interés anual de 5.25%, y con fecha de vencimiento el 15 de julio 2020.
- El día 16 de enero de 2020, la CNH notificó la autorización de la cesión del control del bloque CS-01 a favor de Vista Oil & Gas Holding II, S.A. de C.V. Como consecuencia, la Compañía operará el bloque, una vez que los asuntos administrativos con la CNH sean completados.
- El 21 de enero de 2020, se realizó el pago correspondiente a la primera cuota del préstamo sindicado por un monto de 15,000, junto a la tercera cuota de intereses por 11,190.
- El 21 de febrero de 2020 Vista Argentina, bajo el Programa de Notas mencionado en Nota 17, emitió títulos de deuda no convertibles (“ON III”) por un monto total de capital de 50,000 con un interés anual de 3.5% y fecha de vencimiento 21 de febrero de 2024.
- El 26 de febrero de 2020, el Directorio de la Compañía aprobó ciertos cambios de su participación en la estructura de capital de Aleph. La Compañía ha llegado a un acuerdo con las filiales de Riverstone y Southern Cross Group (los "inversores") para adquirir su participación en el capital suscrito y en circulación en Aleph, a un precio total de compra de 37,500 (cantidad equivalente a la totalidad del capital efectivamente aportado a Aleph Midstream por los Socios). Para más detalles por favor ver Nota 27.
- A la fecha de emisión de los presentes estados financieros consolidados, la cotización internacional del Brent ha sufrido una disminución significativa con respecto al 31 de diciembre de 2019 como consecuencia de factores macroeconómicos y de mercado. Atento a lo reciente de esta situación, la Compañía continuará monitoreando el impacto que esta situación podría tener en sus próximos estados financieros.

No hay otros eventos u operaciones que hayan ocurrido entre la fecha de estos estados consolidados y la fecha de emisión de los estados financieros que podrían afectar significativamente la situación del patrimonio o los resultados de la Compañía.



Los suscritos manifestamos bajo protesta de decir verdad que, en el ámbito de nuestras respectivas funciones, preparamos la información relativa a Vista Oil & Gas, S.A.B. de C.V. y subsidiarias contenida en los estados financieros anuales consolidados al 31 de diciembre de 2019 y 2018 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018, 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 estos estados financieros o que los mismos contengan 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



Para efectos de lo dispuesto en el artículo 32 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 (según las mismas hayan sido reformadas en cualquier momento; la "Circular Única de Auditores Externos"), los suscritos manifestamos bajo protesta de decir verdad y en el ámbito de nuestras respectivas funciones, lo siguiente:

- (i) que hemos revisado la información financiera presentada en los estados financieros básicos consolidados dictaminados de Vista Oil & Gas, S.A.B. de C.V. (la "Emisora") y subsidiarias al 31 de diciembre de 2019 y 2018 y por los años finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018 (los "Estados Financieros Básicos Dictaminados") a los que se refiere la Circular Única de Auditores Externos;
- (ii) que los Estados Financieros Básicos Dictaminados no contienen información sobre hechos falsos, así como que no hemos omitido algún hecho o evento relevante, que sea de nuestro conocimiento, que pudiera resultar necesario para su correcta interpretación a la luz de las disposiciones bajo las cuales fueron preparados;
- (iii) que los Estados Financieros Básicos Dictaminados y la información adicional a éstos , presentan razonablemente en todos los aspectos importantes la situación financiera y los resultados de las operaciones de la Emisora;
- (iv) que se han establecido y mantenido controles internos, así como procedimientos relativos a la revelación de información financiera relevante de la Emisora;
- (v) que se han diseñado controles internos con el objetivo de asegurar que los aspectos importantes y la información relacionada con la Emisora, subsidiarias, asociadas, entidades con las que realice acuerdos con control conjunto o personas morales que pertenezcan al mismo Grupo Empresarial se hagan del conocimiento de la administración;
- (vi) que hemos revelado al Despacho, al Auditor Externo Independiente y, en su caso, al Comité de Auditoría de la Emisora, mediante comunicaciones oportunas, las deficiencias significativas detectadas en el diseño y operación del control interno que pudieran afectar de manera adversa, entre otras, a la función de registro, proceso y reporte de la información financiera; y
- (vii) que hemos revelado al Despacho, al Auditor Externo Independiente y, en su caso, al Comité de Auditoría de la Emisora, cualquier presunto fraude o irregularidad que sea de su conocimiento e involucre a la administración o a cualquier otro empleado que desempeñe un papel importante, relacionado con los controles internos.



Los términos escritos con mayúscula inicial no definidos expresamente en la presente declaración tendrán el significado que a los mismos se les atribuye en la Circular Única de Auditores Externos.

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

A handwritten signature in blue ink, appearing to read "Miguel Galuccio", written above a horizontal line.

Miguel Galuccio
Director General

A handwritten signature in blue ink, appearing to read "Pablo Vera Pinto", written above a horizontal line.

Pablo Vera Pinto
Director de Finanzas

A handwritten signature in blue ink, appearing to read "Javier Rodríguez Galli", written above a horizontal line.

Javier Rodríguez Galli
Director Jurídico

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 consolidados que contiene el presente reporte anual de Vista Oil & Gas, S.A.B. de C.V. por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2019 y 2018, así como el 31 de diciembre de 2018 y 2017, fueron dictaminados con fecha 11 de marzo de 2020 y 29 de marzo de 2019, respectivamente, de conformidad con las Normas Internacionales de Auditoría.

Asimismo, el suscrito manifiesta que ha leído el presente reporte anual 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 consolidados dictaminados señalados en el párrafo anterior, ni de información que haya sido omitida o falseada en este reporte anual 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 reporte anual que no provenga de los estados financieros consolidados por él dictaminados.

Mancera, S.C.
Integrante de
Ernst & Young Global Limited



C.P.C. C.P.C. Juan Carlos Castellanos López

Socio y Apoderado legal de Mancera, S.C.

25 de Abril de 2020

Vista Oil & Gas, S.A.B. de C.V.
Calle Volcán 150 Piso 5
Col. Lomas de Chapultepec, Miguel Hidalgo
Ciudad de México, C.P. 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 la Compañía y apoderado legal de Mancera, S.C., otorgo mi consentimiento para que Vista Oil & Gas S.A.B de C.V., incluya en la información anual, a que hace referencia el artículo 33, fracción I, incisos a) y b), numeral 5 y I respectivamente, así como, el artículo 36, fracción I, inciso c) de la Circular Única de Emisoras y 39 de la Circular Única de Auditores Externos, el dictamen sobre los estados financieros que al efecto emití correspondiente al ejercicio social concluido el 31 de diciembre de 2019 y 2018 así como 2018 y 2017. Lo anterior, en el entendimiento de que previamente me cercioraré de que la información contenida en los estados financieros incluidos en la información anual 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
Socio y Apoderado Legal de Mancera, S.C.

Vista Oil & Gas, S.A.B. de C.V.
Al Comité de Auditoría

Para los efectos de lo requerido por el artículo 37 de la CUAE, sobre el cumplimiento de Mancera, S.C., el equipo de auditoría y el Auditor Externo Independiente, con respecto a lo previsto en el artículo 6, y con la finalidad de que Vista Oil & Gas, S.A.B. de C.V. (Compañía) y su Comité de Auditoría den cumplimiento con sus obligaciones establecidas en la citada CUAE respecto de verificar que tanto Mancera, S.C., el equipo de auditoría y el Auditor Externo Independiente, se apegan a los requisitos de independencia, manifiesto bajo protesta de decir verdad que tanto Mancera, S.C., las personas que integran el equipo de auditoría asignado a este proyecto de servicios de auditoría externa de Estados Financieros Básicos de la Compañía por el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2019 conforme al contrato de prestación de servicios con fecha 16 de julio de 2018 celebrado entre Mancera, S.C. y la Compañía (Carta Convenio) y quien suscribe este documento en mi carácter de Auditor Externo Independiente y apoderado legal de Mancera, S.C., que a la fecha de celebración de la Carta Convenio, durante el desarrollo de la auditoría externa y hasta la emisión del informe de Auditoría Externa y de los comunicados y opiniones señalados en el artículo 15 de la CUAE (descritos en los apartados 1a, b y c de la Carta Convenio), cumplimos con los requisitos descritos más adelante:

1. Mancera, S.C., las personas que integran el equipo de auditoría y quien suscribe este documento en mi carácter de Auditor Externo, somos independientes y cumplimos con los supuestos a que se refieren las fracciones I a XI del artículo 6 de la CUAE, según se describe a continuación:
 - I. "Los ingresos que percibe Mancera, S.C., provenientes de la Compañía o, de su controladora, subsidiarias, asociadas, entidades con las que realicen acuerdos con control conjunto o personas morales que pertenezcan al mismo Grupo Empresarial o Consorcio derivados de la prestación de los servicios, no representan en su conjunto el 10 % o más de los ingresos totales de Mancera, S.C., durante el año inmediato anterior al ejercicio auditado al 31 de diciembre de 2019.
 - II. Ni Mancera, S.C., ni el suscrito en mi carácter de Auditor Externo Independiente de la Compañía ni ningún socio o miembro del Equipo de Auditoría, ha sido cliente o proveedor importante de la Compañía o, de su controladora, subsidiarias, asociadas, entidades con las que realicen acuerdos con control conjunto o personas morales que pertenezcan al mismo Grupo Empresarial o Consorcio, durante el año inmediato anterior al ejercicio auditado al 31 de diciembre de 2019.

2.

Manifestación al cierre de la auditoría de acuerdo con el artículo 37, sobre el cumplimiento de los requisitos de independencia de acuerdo con el artículo 6, 9 y 10 de la CUAE.

Se considera que un cliente o proveedor es importante cuando sus ventas o compras a la Compañía o, de su controladora, subsidiarias, asociadas, entidades con las que realicen acuerdos con control conjunto o personas morales que pertenezcan al mismo Grupo Empresarial o Consorcio, representen en su conjunto el 10 % o más de sus ventas totales o, en su caso, compras totales.

- III. Ni el suscrito ni algún socio de Mancera, S.C., no son y no fuimos durante el año inmediato anterior a mi designación como Auditor Externo Independiente, consejero, director general o empleado que ocupe un cargo dentro de los dos niveles inmediatos inferiores a este último en la Compañía o, de su controladora, subsidiarias, asociadas, entidades con las que realicen acuerdos con control conjunto o personas morales que pertenezcan al mismo Grupo Empresarial o Consorcio.
- IV. Ni Mancera, S.C., ni el suscrito ni ningún socio o miembro del Equipo de Auditoría, ni en su caso el cónyuge, concubina, concubinario o dependiente económico de las personas físicas anteriores, tenemos inversiones en acciones o títulos de deuda emitidos por la Compañía o, de su controladora, subsidiarias, asociadas, entidades con las que realicen acuerdos con control conjunto o personas morales que pertenezcan al mismo Grupo Empresarial o Consorcio, ni tenemos títulos de crédito que representen dichos valores o derivados que los tengan como subyacente, salvo que se trate de depósitos a plazo fijo, incluyendo certificados de depósito retirables en días preestablecidos, aceptaciones bancarias o pagarés con rendimiento liquidable al vencimiento, siempre y cuando estos sean contratados en condiciones de mercado.”

Lo previsto en esta fracción, no es aplicable a:

- a) La tenencia en acciones representativas del capital social de fondos de inversión de renta variable y en instrumentos de deuda.
- b) La tenencia en acciones representativas del capital social de una sociedad anónima, inscritas en el Registro Nacional de Valores a cargo de la Comisión, a través de fideicomisos constituidos para ese único fin en los que no intervengan en las decisiones de inversión o bien en títulos referidos a índices o canastas de acciones o en títulos de crédito que representen acciones del capital social de dos o más sociedades anónimas emitidos al amparo de fideicomisos.

- V. Ni Mancera, S.C. y ni el suscrito, ni ningún socio o miembro del Equipo de Auditoría, ni en su caso, el cónyuge, concubina, concubinario o dependiente económico de las personas físicas anteriores, mantienen con la Compañía o, de su controladora, subsidiarias, asociadas, entidades con las que realicen acuerdos con control conjunto o personas morales que pertenezcan al mismo Grupo Empresarial o Consorcio, deudas por préstamos o créditos de cualquier naturaleza, salvo que se trate de adeudos por tarjeta de crédito, por financiamientos destinados a la compra de bienes de consumo duradero por créditos hipotecarios para adquisición de inmuebles y por créditos personales y de nómina, siempre y cuando sean otorgados en condiciones de mercado.
- VI. En su caso, la Compañía o, de su controladora, subsidiarias, asociadas, entidades con las que realicen acuerdos con control conjunto o personas morales que pertenezcan al mismo Grupo Empresarial o Consorcio, no tienen inversiones en Mancera, S.C.
- VII. En su caso, ni Mancera, S.C. ni el suscrito en mi carácter de Auditor Externo Independiente, ni ningún socio o miembro del Equipo de Auditoría proporciona a la Compañía, adicionalmente al de auditoría externa de Estados Financieros Básicos conforme a la Carta Convenio, cualquiera de los servicios siguientes:
- a) Preparación de los Estados Financieros Básicos incluyendo sus notas, así como de la contabilidad de la Compañía o, de su controladora, subsidiarias, asociadas, entidades con las que realicen acuerdos con control conjunto o personas morales que pertenezcan al mismo Grupo Empresarial o Consorcio, así como de los datos que utilice como soporte para elaborar los mencionados Estados Financieros Básicos, sus notas o alguna partida de estos y cualquier otro tipo de servicio que tenga por objeto la preparación de dichos estados financieros.
 - b) Operación, directa o indirecta, de los sistemas de información financiera, o bien, administración de su infraestructura tecnológica que esté relacionada con sistemas de información financiera.
 - c) Diseño o implementación de controles internos sobre información financiera, así como de políticas y procedimientos para la administración de riesgos.
 - d) Supervisión, diseño o implementación de los sistemas informáticos, sea hardware o software, que concentren datos que soportan los Estados Financieros Básicos o generen información significativa para la elaboración de estos.

- e) Valuaciones, avalúos o estimaciones, excepto aquellos relacionados con estudios de precios de transferencia para fines fiscales o que no formen parte de la evidencia que soporta la auditoría externa de Estados Financieros Básicos.
 - f) En su caso, administración de la Compañía, temporal o permanente, participando en las decisiones.
 - g) Auditoría interna.
 - h) Reclutamiento y selección de personal para que ocupen cargos de director general o de los dos niveles inmediatos inferiores al de este, o cualquier persona cuyo puesto le permita ejercer influencia sobre la preparación de los registros contables o de los Estados Financieros Básicos sobre los que en mi carácter Auditor Externo Independiente he de expresar una opinión.
 - i) Contenciosos ante tribunales, o cuando Mancera, S.C., o en mi carácter de Auditor Externo Independiente o algún socio o empleado del Despacho, cuenten con poder general con facultades de dominio, administración o pleitos y cobranzas otorgado por la Compañía.
 - j) Elaboración de opiniones que, conforme a las leyes que regulan el sistema financiero mexicano, requieran ser emitidas por licenciados en derecho.
 - k) Cualquier servicio prestado cuya documentación podría formar parte de la evidencia que soporta la auditoría externa de Estados Financieros Básicos o cualquier otro servicio que implique o pudiera implicar conflictos de interés respecto al trabajo de auditoría externa de Estados Financieros Básicos, conforme a lo señalado en los códigos de ética a que hace referencia la fracción X del artículo 6 de la CUAE.
- VIII. Los ingresos que Mancera, S.C. percibe por auditar los Estados Financieros Básicos de la Compañía, no dependen del resultado de la propia auditoría o del éxito de cualquier operación realizada por la Compañía que tenga como sustento el Informe de Auditoría Externa.
- IX. Mancera, S.C. no tiene cuentas por cobrar vencidas con la Compañía por honorarios provenientes de servicios de auditoría o por algún otro servicio que ya se haya prestado a la Compañía, a la fecha de emisión del Informe de Auditoría.

- X. Ni Mancera, S.C., ni en mi carácter de Auditor Externo Independiente ni ningún socio o miembro del Equipo de Auditoría, se ubica en alguno de los supuestos que prevé el código de ética profesional emitido por el Instituto Mexicano de Contadores Públicos, A.C., o en alguno de los supuestos contemplados en el Código de Ética emitido por la Federación Internacional de Contadores, "International Federation of Accountants", como causales de parcialidad en el juicio para expresar su opinión, siempre que dichos supuestos sean más restrictivos a los contenidos en las Disposiciones.

- XI. Mancera, S.C. y el que suscribe no identificaron amenazas que no se hubieran reducido a través de salvaguardas a un nivel aceptable para prestar el servicio de auditoría externa, conforme a los códigos de ética a que hace referencia la fracción X del artículo 6 de la CUAE.

- XII. En mi carácter de Auditor Externo Independiente, otorgó mi consentimiento para proporcionar a la Comisión Nacional Bancaria y de Valores (CNBV), la información que está me requiera, a fin de verificar mi cumplimiento con los requisitos señalados anteriormente.

- XIII. Mancera, S. C. y el que suscribe, nos obligamos a conservar la información que ampare el cumplimiento de los requisitos de independencia descritos anteriormente, físicamente o a través de imágenes en formato digital, en medios ópticos o magnéticos, por un plazo mínimo de cinco años contados a partir de que se concluya la auditoría.

Mancera, S.C. y el que suscribe este documento en mi carácter de Auditor Externo Independiente y Apoderado Legal de Mancera, S.C., somos responsables del cumplimiento de los requisitos de independencia a que hacen referencia las disposiciones que se indican en esta manifestación, de acuerdo con el artículo 6 de la CUAE.

El que suscribe este documento en mi carácter de Auditor Externo Independiente, a la fecha de celebración de la Carta Convenio celebrada entre Mancera, S.C., y la Compañía, durante el desarrollo de la auditoría externa de Estados Financieros Básicos por el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2019 y hasta la emisión del informe de Auditoría Externa, así como, de los Comunicados y Opiniones señalados en el artículo 15 de la CUAE no identifiqué amenazas a la independencia, de acuerdo con lo descrito en el artículo 6 de la CUAE.”

Suscribe



C.P.C. Juan Carlos Castellanos López
Socio y apoderado legal de Mancera, S.C.

Vista Oil & Gas S.A.B de C.V
Comité de Auditoría

Para los efectos de lo requerido por el artículo 37 de la CUAE, sobre el cumplimiento del Auditor Externo Independiente con lo previsto en los artículos 4 y 5 de la CUAE y con la finalidad de que la Compañía Vista Oil & Gas, S.A.B. de C.V. (Compañía) y su Comité de Auditoría den cumplimiento con sus obligaciones establecidas en la citada CUAE, respecto de verificar que el Auditor Externo Independiente se apegue a la misma, manifiesto bajo protesta de decir verdad en mi carácter de Auditor Externo Independiente y apoderado legal de Mancera, S.C., que a la fecha de celebración del contrato de prestación de servicios con fecha 16 de julio de 2018 celebrado entre Mancera, S.C. y la Compañía (Carta Convenio), durante el desarrollo de la auditoría de estados financieros básicos de la Compañía por el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2019 y hasta la emisión del Informe de Auditoría Externa, así como de los otros comunicados y opiniones señalados en el artículo 15 de la CUAE (los cuales se describen en los apartados 1a, b y c de la carta convenio), cumpla con los requisitos a que se refieren los artículos 4 y 5 (los cuales se describen a continuación).

Requisitos:

1. Soy Licenciado en Contaduría y cuento con cédula profesional No. 4094788 expedida en 2004 por la Secretaría de Educación Pública a través de la Dirección General de Profesiones.
2. Soy socio de Mancera, S.C., Firma contratada por la Compañía, para prestar los servicios de auditoría externa de Estados Financieros Básicos y que cumple con lo previsto en los artículos 9 y 10 de la CUAE relativo al sistema de control de calidad. Consecuentemente cumpla con la Fracción I del Artículo 4 y Fracción II del Artículo 37. Asimismo, la Firma participa en un programa de evaluación de calidad que se ajusta a los requisitos que se contemplan en el artículo 12 de la CUAE. Consecuentemente cumpla con la Fracción III del Artículo 37.
3. Cuento con registro No. 18801 vigente, expedido por la Administración General de Auditoría Fiscal Federal del Servicio de Administración Tributaria, consecuentemente cumpla con la Fracción II del Artículo 4. Asimismo, Mancera, S.C. cuenta con registro 01555 vigente, expedido el 8 de junio de 1993 por la Administración General de Auditoría Fiscal Federal del Servicio de Administración Tributaria.
4. Compañías públicas: Cuento con experiencia profesional de 16 años en labores de auditoría externa, consecuentemente cumpla con lo previsto en la Fracción III del Artículo 4.

2.

Manifestación al cierre de la auditoría de acuerdo con el artículo 37, sobre el cumplimiento de los requisitos personales y profesionales de acuerdo con los artículos 4 y 5 de la CUAE

5. Soy independiente en términos del artículo 5 Fracción I y del artículo 6 de la CUAE.
6. No he sido expulsado, ni me encuentro suspendido de mis derechos como miembro del Colegio de Contadores Públicos de México asociación profesional a la que pertenezco, consecuentemente cumpla con lo previsto en el Artículo 5 Fracción II.
7. No he sido condenado por sentencia irrevocable por delito patrimonial o doloso que haya ameritado pena corporal, consecuentemente cumpla con la Fracción III del Artículo 5.
8. No estoy inhabilitado para ejercer el comercio o para desempeñar un empleo, cargo o comisión en el servicio público o en el sistema financiero mexicano, así como no he sido declarado en quiebra o concurso mercantil, en consecuencia, no se ha requerido que haya sido rehabilitado para estos efectos, consecuentemente cumpla con la Fracción IV del Artículo 5.
9. No tengo antecedentes de suspensión o cancelación de alguna certificación o registro que para fungir como Auditor Externo Independiente se requiera, por causas imputables al que suscribe y que hayan tenido su origen en conductas dolosas o de mala fe, consecuentemente cumpla con lo requerido en la Fracción V del Artículo 5.
10. No he sido, ni he tenido ofrecimiento para ser consejero o directivo de la Compañía o, de su controladora, subsidiarias, asociadas, entidades con las que realicen acuerdos con control conjunto o personas morales que pertenezcan al mismo Grupo Empresarial o Consorcio, consecuentemente cumpla con lo requerido en la Fracción VI del Artículo 5.
11. No he tenido litigio alguno con la Compañía o, con su controladora, subsidiarias, asociadas, entidades con las que realicen acuerdos con control conjunto o personas morales que pertenezcan al mismo Grupo Empresarial o Consorcio, consecuentemente cumpla con lo requerido en la Fracción VII del Artículo 5.
12. En mi carácter de Auditor Externo Independiente, otorgó mi consentimiento para proporcionar a la Comisión Nacional Bancaria y de Valores (CNBV), la información que está me requiera, a fin de verificar mi cumplimiento con los requisitos señalados anteriormente.
13. Mancera, S. C. y yo en mi carácter de Auditor Externo Independiente, nos obligamos a conservar la información que ampare el cumplimiento de los requisitos personales y profesionales descritos anteriormente, físicamente o a través de imágenes en formato digital, en medios ópticos o magnéticos, por un plazo mínimo de cinco años contados a partir de que se concluya la auditoría.
14. He participado en la realización de la auditoría de estados financieros básicos de la Compañía, en mi carácter de Auditor Externo Independiente durante 5 años. Asimismo, Mancera, S.C. ha prestado servicios de auditoría de estados financieros básicos para la compañía, durante 2 años.

3.

Manifestación al cierre de la auditoría de acuerdo con el artículo 37, sobre el cumplimiento de los requisitos personales y profesionales de acuerdo con los artículos 4 y 5 de la CUAE

Con base en lo anterior, a la fecha de celebración de la Carta Convenio entre Mancera, S.C. y la Compañía, durante el desarrollo de la auditoría externa de Estados Financieros Básicos de la Compañía por el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2019 y hasta la emisión del Informe de Auditoría Externa, así como, de los otros Comunicados y Opiniones señalados en el artículo 15 de la CUAE, no me coloque en algún supuesto de incumplimiento con los requisitos personales y profesionales, de acuerdo con lo indicado en los artículos 4 y 5 de la CUAE.

Suscribe



C.P.C. Juan Carlos Castellanos López
Socio y Apoderado legal de Mancera, S.C.

Manifestación al cierre de la auditoría de acuerdo con el artículo 37, sobre el cumplimiento de los requisitos personales y profesionales de acuerdo con los artículos 4 y 5 de la CUAE



Informe Anual del Comité de Auditoría 2019



Ciudad de México, Estados Unidos Mexicanos al 11 de marzo de 2020

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"), con fundamento en lo dispuesto por el artículo 43, fracción II de la Ley del Mercado de Valores ("LMV") 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 2019 al 31 de diciembre de 2019.

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 2019 y el 31 de diciembre de 2019, 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 2019, 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 con los auditores externos de la Sociedad, nos cercioramos de que cumplieran los requisitos de independencia, de conformidad con la ley aplicable.

El Comité 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

El Comité desarrolló y recomendó al Consejo de Administración aprobar, y consecuentemente, implementar el Proyecto SOX y Proyecto Cimientos, a fin de establecer un marco integrado que permita desarrollar sistemas de control interno de manera eficaz y eficiente, aumentando la transparencia en los reportes financieros y estandarizar un sistema de controles y análisis de objetivos.

MEDIDAS PREVENTIVAS Y CORRECTIVAS

Durante el ejercicio 2019, 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 periódicos 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 Cheriñacov, sobre los cuales el Comité se pronunció en su momento y respecto de los cuales no existen observaciones o comentarios adicionales.

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 2019, 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 periódicas 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 y sus anexos, las cuales fueron revisadas y aprobadas oportunamente por los integrantes del Comité.

El Presidente del Comité rindió reportes periódicos 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 2019.

Ententamente,

Pierre Jean Sivignon
Mar 11, 2020 2:06 PM CET

Pierre Jean Sivignon
Presidente del Comité de Auditoría
de Vista Oil & Gas, S.A.B. de C.V.



III. INFORMACIÓN FINANCIERA 2018



Estados Financieros Consolidados auditados al 31 de diciembre de 2018



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

Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2018 y
por el año terminado el 31 de diciembre de 2018 y
estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2017 y
por el período del 22 de marzo al 31 de diciembre de 2017.

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”), que comprenden el estado consolidado de situación financiera al 31 de diciembre de 2018, el estado consolidado de resultados, el estado consolidado de utilidad integral, el estado de variaciones en el capital contable y el estado de flujos correspondientes al ejercicio terminado en dicha fecha, así como las notas explicativas de los estados financieros consolidados que incluyen un resumen de las políticas contables significativas.

En nuestra opinión, los estados financieros consolidados adjuntos 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 al ejercicio terminado en dicha fecha, de conformidad con las Normas Internacionales de Información Financiera (“NIIF”), como han sido emitidas por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad.

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 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 nuestra auditoría de los estados financieros consolidados 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 30 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 30 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 consolidados

Nuestros objetivos son obtener una seguridad razonable de que los estados financieros consolidados 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 consolidados.

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 consolidados, 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 consolidados 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 consolidados, incluida la información revelada, y si los estados financieros consolidados 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 consolidados. 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 consolidados 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 Carlos Castellanos López

Ciudad de México, México

29 de marzo de 2019

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

Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2018 y por el año terminado el 31 de diciembre de 2018 y estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2017 y por el período del 22 de marzo al 31 de diciembre de 2017.

ÍNDICE

- Estados de resultados y otros resultados integrales consolidados por el año terminado el 31 de diciembre de 2018 y estados de resultados y otros resultados integrales por el período del 22 de marzo al 31 de diciembre de 2017.
- Estados de situación financiera consolidados al 31 de diciembre de 2018 y 2017.
- Estados de variaciones en el capital contable consolidados por el año terminado el 31 de diciembre de 2018 y estados de variaciones en el capital contable consolidados por el período del 22 de marzo al 31 de diciembre de 2017.
- Estados de flujo de efectivo consolidados por el año terminado el 31 de diciembre de 2018 y estados de flujo de efectivo por el período del 22 de marzo al 31 de diciembre de 2017.
- Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2018 y 2017 y por el año terminado el 31 de diciembre de 2018 y por el período del 22 de marzo al 31 de diciembre de 2017.

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

Estados de resultados y otros resultados integrales consolidados por el año terminado el 31 de diciembre de 2018 y estados de resultados y otros resultados integrales por el período del 22 de marzo al 31 de diciembre de 2017.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

	Notas	Año terminado el 31 de diciembre de 2018	Período del 22 de marzo al 31 de diciembre de 2017
Ingreso por ventas a clientes	5	331,336	-
Costo de ventas:			
Costos de operación	6.2	(86,245)	-
Fluctuación del stock de crudo	6.1	(1,241)	-
Depreciaciones, agotamiento y amortizaciones	13/14	(74,772)	-
Regalías		(50,323)	-
Utilidad bruta		118,755	-
Gastos de ventas	7	(21,341)	-
Gastos generales y de administración	8	(27,122)	(3,263)
Gastos de exploración	9	(637)	-
Otros ingresos operativos	10.1	2,641	1,000
Otros gastos operativos	10.2	(18,097)	(741)
Utilidad (pérdida) de operación		54,199	(3,004)
Ingresos por intereses	11.1	2,532	2,548
Gastos por intereses	11.2	(15,746)	(2,551)
Otros resultados financieros	11.3	(23,416)	(2,050)
Resultados financieros netos		(36,630)	(2,053)
Utilidad (pérdida) antes de impuestos		17,569	(5,057)
Impuesto a la utilidad corriente	15	(35,444)	-
Impuesto a la utilidad diferido	15	(11,975)	(38)
Gastos de impuesto		(47,419)	(38)
(Pérdida) neta del ejercicio / período		(29,850)	(5,095)
Otros resultados integrales			
<i>Otros resultados integrales que no serán reclassificados a resultados en períodos posteriores</i>			
- Pérdida por remediación relacionada con planes de beneficios definidos	22	(3,565)	-
- Impuesto a la utilidad diferido	15	891	-
Otros resultados integrales que no serán reclassificados a resultados en períodos posteriores		(2,674)	-
Otros resultados integrales del ejercicio, netos de impuestos		(2,674)	-
Total resultados integrales del ejercicio		(32,524)	(5,095)

Las Notas 1 a 34 son parte integral de estos estados financieros consolidados.

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

Estados de resultados y otros resultados integrales consolidados por el año terminado el 31 de diciembre de 2018 y estados de resultados y otros resultados integrales por el período del 22 de marzo al 31 de diciembre de 2017.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

	Notas	Año terminado el 31 de diciembre de 2018	Período del 22 de marzo al 31 de diciembre de 2017
(Pérdida) por acción atribuible a los accionistas de la Compañía			
Acción básica - (en dólares por acción):	12	(0.527)	(0.506)
Acción diluida - (en dólares por acción):	12	(0.527)	(0.506)

Las Notas 1 a 34 son parte integral de estos estados financieros consolidados.

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

Estados de situación financiera consolidados al 31 de diciembre de 2018 y 2017

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

	Notas	Al 31 de diciembre de 2018	Al 31 de diciembre de 2017
Activo			
Activos no corrientes			
Propiedad, planta y equipos	13	820,722	-
Crédito mercantil	14	28,484	-
Otros activos intangibles	14	31,600	-
Efectivo restringido	20.1	-	652,566
Cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar	16	20,191	128
Total activos no corrientes		900,997	652,694
Activos corrientes			
Inventarios	18	18,187	-
Cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar	16	86,050	-
Caja, bancos e inversiones corrientes	19	80,908	2,666
Total activos corrientes		185,145	2,666
Total activos		1,086,142	655,360
Capital y pasivos			
Capital contable			
Capital social	20.1	513,255	25
Opciones sobre acciones		4,021	-
Otros resultados integrales acumulados		(2,674)	-
Pérdidas acumuladas		(34,945)	(5,095)
Total capital		479,657	(5,070)
Pasivos			
Pasivos no corrientes			
Pasivos por impuestos diferidos	15	133,757	38
Provisiones	21	16,186	-
Préstamos bancarios	17.1	294,415	644,630
Beneficios a empleados	22	3,302	86
Títulos del promotor	17.2	23,700	14,840
Cuentas por pagar y otras cuentas por pagar	25	1,007	550
Total pasivos no corrientes		472,367	660,144
Pasivo corrientes			
Provisiones	21	4,140	-
Préstamos bancarios	17.1	10,352	-
Salarios y contribuciones sociales por pagar	23	6,348	-
Impuesto sobre la renta por pagar	15	22,429	-
Otros impuestos y regalías por pagar	24	6,515	9
Cuentas por pagar y otras cuentas por pagar	25	84,334	277
Total pasivos corrientes		134,118	286
Total pasivos		606,485	660,430
Total capital contable y pasivos		1,086,142	655,360

Las Notas 1 a 34 son parte integral de estos estados financieros consolidados.

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

Estados de variaciones en el capital contable consolidados por el año terminado el 31 de diciembre de 2018 y estados de variaciones en el capital contable consolidados por el período del 22 de marzo al 31 de diciembre de 2017.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

	Capital Social	Opciones sobre acciones	Pérdidas acumuladas	Otros resultados integrales acumulados	Interés minoritario	Total capital
Saldos al 22 de marzo de 2017	-	-	-	-	-	-
Resultado del ejercicio	-	-	(5,095)	-	-	(5,095)
Otros resultados integrales del ejercicio	-	-	-	-	-	-
Total resultados integrales	-	-	(5,095)	-	-	(5,095)
- Aumento de capital social	25	-	-	-	-	25
Saldos al 31 de diciembre de 2017	25	-	(5,095)	-	-	(5,070)
Resultado del ejercicio	-	-	(29,850)	-	-	(29,850)
Otros resultados integrales del ejercicio	-	-	-	(2,674)	-	(2,674)
Total resultados integrales	-	-	(29,850)	(2,674)	-	(32,524)
- Capitalización Acciones Serie A (Nota 20.1)	449,191	-	-	-	-	449,191
- Costo de emisión de acciones Serie A (Nota 20.1)	(26,200)	-	-	-	-	(26,200)
- Emisión de acciones adicionales Serie A (Nota 20.1)	95,000	-	-	-	-	95,000
- Costo de emisión de acciones Serie A (Nota 20.1)	(4,761)	-	-	-	-	(4,761)
- Opciones sobre acciones (Nota 32)	-	4,021	-	-	-	4,021
- Interés minoritario originado por combinación de negocios (Nota 30.1.3)	-	-	-	-	1,307	1,307
- Adquisición de interés minoritario (Nota 1)	-	-	-	-	(1,307)	(1,307)
Saldos al 31 de diciembre de 2018	513,255	4,021	(34,945)	(2,674)	-	479,657

Las Notas 1 a 34 son parte integral de estos estados financieros consolidados.

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

Estados de flujos de efectivo consolidados por el año terminado el 31 de diciembre de 2018 y por el período del 22 de marzo al 31 de diciembre de 2017

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

	Notas	Año terminado el 31 de diciembre de 2018	Período del 22 de marzo al 31 de diciembre de 2017
Flujos de efectivo de las actividades de operación			
(Pérdida) neta del año del ejercicio / período		(29,850)	(5,095)
Ajustes para conciliar los flujos netos de efectivo provenientes de las actividades de operación:			
Partidas que no afectan efectivo:			
Incremento de reservas	7/10.2	1,664	-
Fluctuación cambiaria	11.3	(3,005)	-
Descuento en la provisión de la obligación de taponamiento de pozos	11.3	897	-
Incremento neto en provisiones	21	1,408	86
Descuento neto de activos y pasivos a valor presente	11.3	2,743	-
Opciones sobre acciones		4,021	-
Impuesto a la utilidad		47,419	38
Beneficios a empleados	22	368	-
Partidas relacionadas con actividades de inversión:			
Depreciaciones	13	73,975	-
Amortización de activos intangibles	14	797	-
Ingresos por intereses		(2,532)	-
Cambios en el valor razonable de instrumentos financieros	11.3	(1,415)	-
Partidas relacionadas con actividades de financiamiento:			
Gastos por intereses	11.2	15,546	2,053
Títulos opcionales	11.3	8,860	-
Costos por cancelación anticipada de préstamos y otros costos financieros	11.3	14,898	-
Cambios en activos y pasivos operativos:			
Cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar		(32,966)	(128)
Inventarios		(10,951)	-
Cuentas por pagar y otras cuentas por pagar		34,162	836
Beneficios a empleados		(727)	-
Salarios y contribuciones sociales		3,576	-
Otros impuestos y regalías por pagar		9,979	-
Provisiones		551	-
Impuesto a la utilidad pagados		(16,642)	-
Flujos netos de efectivo generados (aplicados) en actividades operativas		122,776	(2,210)
Flujos de efectivo de las actividades de inversión			
Adquisiciones de negocios netas de efectivo adquirido	30.4	(708,136)	-
Adquisiciones de propiedad, planta y equipos		(117,837)	-
Adquisiciones de otros activos intangibles	14	(31,486)	-
Recursos procedentes de la venta de otros activos financieros		16,680	-
Recursos procedentes de intereses cobrados		2,532	2,549
Flujos netos de efectivo (aplicados) generados en actividades de inversión		(838,247)	2,549

Las Notas 1 a 34 son parte integral de estos estados financieros consolidados.

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

Estados de flujo de efectivo consolidados por el año terminado el 31 de diciembre de 2018 y por el período del 22 de marzo al 31 de diciembre de 2017

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

	Notas	Período terminado el 31 de diciembre de 2018	Período del 22 de marzo al 31 de diciembre de 2017
Flujos de efectivo de las actividades de financiamiento			
Adquisición de interés minoritario	30.4	(1,307)	
Aportación de capital		-	25
Títulos opcionales del promotor		-	14,840
Reembolsos de acciones Serie A redimibles	17.1.1	(204,590)	640,028
Emisión de acciones de Serie A neta de costos de emisión	20.5	95,000	-
Pago de costos de emisión por capitalización de acciones	20.1	(24,231)	-
Préstamos recibidos	17.1.1	560,000	-
Pago de costos de emisión de préstamos	17.1.1	(18,280)	-
Pago de préstamos	17.1.1	(260,000)	-
Gastos por intereses	17.1.1	(5,018)	-
Flujos netos de efectivo generados en actividades de financiamiento		141,574	654,893
(Disminución)/Aumento de efectivo y equivalente de efectivo neto		(573,897)	655,232
Efectivo y equivalente de efectivo al inicio del ejercicio		655,232	-
Efecto de la exposición del efectivo y equivalente de efectivo a cambios en la moneda extranjera		(15,288)	-
Aumento / (disminución) de efectivo y equivalente de efectivo neto		(573,897)	655,232
Efectivo y equivalente de efectivo al cierre del ejercicio		66,047	655,232
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		24,939	-
Capitalización de acciones Serie A		442,491	-
Intercambio de activos		23,157	-

Las Notas 1 a 34 son parte integral de estos estados financieros consolidados.

Notas a los Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2018 y 2017 y por el año terminado el 31 de diciembre de 2018 y por el período del 22 de marzo al 31 de diciembre de 2017.

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

Nota 1. Información de la Compañía

1.1 Información general

Vista Oil & Gas, S.A.B. de C.V. ("VISTA", la "Compañía" o "el Grupo") estaba 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 No. 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 (en adelante 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 consumir 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 mediante la adquisición de los siguientes negocios en Argentina:

Adquisiciones de Petrolera Entre Lomas S.A. Adquisición a Pampa Energía S.A. de:

- (i) un 58.88% de participación accionaria en Petrolera Entre Lomas S.A. (hoy denominada Vista Oil & Gas Argentina S.A., en adelante "Vista Argentina" o "Petrolera Entre Lomas S.A." o "PELSA"), una sociedad argentina que posea una participación operativa directa del 73.15% en las concesiones de explotación de las áreas Entre Lomas, Bajada del Palo y Agua Amarga, 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) el 100% de participación en las concesiones de explotación de 25 de Mayo - Medanito SE ubicada en la cuenca Neuquina en la Provincia de Río Negro, Argentina y;
- (iv) el 100% de participación en la concesión de explotación Jagüel de los Machos, ubicada en la Cuenca Neuquina en la Provincia de Río Negro, Argentina.

Adquisiciones de APCO Oil & Gas International Inc. ("APCO"). La adquisición a Pluspetrol Resources Corporation de:

- (i) un 100% de APCO Oil & Gas International, Inc. ("APCO"), que tiene el 100% de APCO; y
- (ii) una participación del 5% en APCO Argentina S.A. ("APCO Argentina").

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

Como resultado de la combinación de negocios descrita 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 (como operador);
 - d. Una participación no operada del 45% en el lote de evaluación Coirón Amargo Sur Oeste (operada por O&G Developments Ltd. S.A.);
- (ii) En la cuenca del Golfo San Jorge:
 - a. Una participación del 16.95% en la concesión de explotación Sur Río Deseado Este (operada previamente por Roch. Con fecha 30 de abril de 2018, el operador cambió a Alianza Petrolera Argentina S.A., sociedad controlada por Cruz Energy); y
 - b. Una participación del 44% en el contrato de exploración Sur Río Deseado Este (operada por Roch S.A. Con fecha 30 de abril de 2018, el operador cambió a Quintana E&P Argentina S.R.L.).
- (iii) En la cuenca Noroeste:
 - a. Una participación del 1.5% en la concesión de explotación en Acambuco (operada por Pan American Energy).

Como resultado de las adquisiciones descritas 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 PELS A 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 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 del 50% en tres propiedades de petróleo y gas en los que 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; 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 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.

Con fecha 31 de octubre de 2018, el Registro Público de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires registró la redomiciliación de APCO Internacional de las Islas Caimán a Argentina y su cambio de nombre a "APCO Oil & Gas S.A.U." ("APCO SAU"). Como resultado, con efectos a dicha fecha, (i) APCO Internacional fue registrada como una entidad argentina; (ii) APCO SAU continúa la actividad de APCO Internacional en Argentina; y (iii) el registro de la Sucursal APCO Argentina antes de que se cancelara el Registro Público y la entidad dejara de existir.

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.

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 2017 y por el año terminado el 31 de diciembre de 2018 y por el período del 22 de marzo al 31 de diciembre de 2017, han sido preparados 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 mismos se han preparado sobre la base del costo histórico, excepto por ciertos activos financieros que se han medido al valor razonable. Los estados financieros consolidados se presentan en dólares estadounidenses y todos los valores se redondean al millar más cercano (dólares estadounidenses 000), excepto cuando se indique lo contrario.

Estos estados financieros consolidados han sido aprobados para su emisión por el Consejo de Administración el 25 de marzo de 2019. Estos estados financieros serán presentados en la Asamblea General de Accionistas el 23 de abril de 2019. Los accionistas tienen el poder de aprobar y modificar los estados financieros de la Compañía.

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

- La NIIF 16 se emitió en enero de 2016 y reemplaza a la NIC 17 Arrendamientos, la IFRIC 4 que determina si un acuerdo contiene un arrendamiento, SIC-15 Arrendamientos operativos-Incentivos y SIC-27 que evalúa la sustancia de las transacciones que involucran la forma legal de un 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 modelo único en el balance general 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 "poco 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.

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 los arrendamientos financieros.

La NIIF 16 es efectiva para los períodos anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2019, con aplicación anticipada permitida, pero no antes de que la entidad aplique la NIIF 15. 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 del IFRS 16.

La NIIF 16 requiere que los arrendatarios y los arrendadores realicen revelaciones más extensas que bajo la NIC 17.

Transición a la NIIF 16

La Compañía planea usar el enfoque retrospectivo modificado para adoptar la NIIF 16. La Compañía elegirá usar las exenciones aplicables a la norma en los contratos de arrendamiento para los cuales los términos del arrendamiento finalizan dentro de 12 meses a partir de la fecha de la aplicación inicial, y los contratos de arrendamiento para lo cual el activo subyacente es de bajo valor.

Durante 2018, la Compañía realizó una evaluación de impacto detallada de la NIIF 16 y concluyó que, a partir del 1 de enero de 2019, el pasivo de arrendamiento y el correspondiente activo de "derecho de uso" ascenderían, aproximadamente, a 14,500.

La información sobre los arrendamientos de la Compañía actualmente clasificados como arrendamientos operativos, que no se reconocen en el estado de situación financiera consolidada, se presenta en la Nota 28.

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

- CINIIF 23 "Incertidumbre sobre los Tratamientos del Impuesto Sobre la Renta": 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"), 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 en 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. 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.

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

- 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 remediación 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 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 las Ganancias”:

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 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 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 la Compañía tiene el control, y esto sucede si y sólo si la misma 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.

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

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.

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

La participación en las subsidiarias mantenidas por la Compañía al final del 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		
Vista Holding I S.A. de C.V.	100%	100%	México	Controladora
Vista Holding II S.A. de C.V.	100%	100%	México	Controladora
Vista Holding III S.A. de C.V. ⁽²⁾	100%	-%	México	Controladora
Vista Holding IV S.A. de C.V. ⁽²⁾	100%	-%	México	Controladora
Vista Complemento S.A. de C.V. ⁽²⁾	100%	-%	México	Controladora
Vista Oil & Gas Argentina S.A. ⁽³⁾	100%	-%	Argentina	Exploración y producción ⁽¹⁾
APCO Oil & Gas S.A.U. ^{(3) (4) (5)}	100%	-%	Argentina	Exploración y producción ⁽¹⁾
APCO Argentina S.A. ⁽³⁾	100%	-%	Argentina	Controladora
Aleph Midstream S.A. ⁽²⁾	100%	-%	Argentina	Servicios
Aluvional Infraestructura S.A. ⁽²⁾	100%	-%	Argentina	Servicios

(1) Se refiere a la exploración y producción de gas y petróleo.

(2) Las empresas establecidas después de la Combinación de Negocios Inicial se completaron el 4 de abril de 2018

(3) Anteriormente conocida como Petrolera Entre Lomas S.A.

(4) Anteriormente conocido como APCO Oil & Gas Internacional, Inc.

(5) El 31 de octubre de 2018, el Registro Público de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires registró la re-domiciliación de APCO de las Islas Caimán a Argentina y su cambio de nombre a "APCO Oil & Gas SAU" ("APCO SAU"). Como resultado, con efectos a dicha fecha, (i) APCO Internacional fue registrada como una entidad argentina; (ii) APCO SAU continúa la actividad de APCO en Argentina; y (iii) el registro de la Sucursal APCO Argentina antes de que se cancelara el Registro Público y la entidad dejara de existir.

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

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 operaciones conjuntas y otros acuerdos, pero no tiene 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.

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

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 han calculado sobre la base de los últimos estados financieros o información financiera disponibles al final de cada 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 de la Compañía 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 de la Compañía realiza transacciones con una operación conjunta en la que una entidad de la Compañía 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 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. La Compañía 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.

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

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.

La Compañía 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 de la Compañía 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 de la Compañía 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 la Compañía 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 la Compañía hubiera dispuesto directamente de los activos o pasivos relacionados. Esto puede significar que los montos previamente reconocidos en otros resultados integrales se reclasifican al estado de resultados consolidado y otros resultados integrales.

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 al estado de 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 a la Compañía 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.

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

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.

La Compañía 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 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

2.4.2.2 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.

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

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 solo activos de exploración y evaluación, 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 y cada una de sus subsidiarias 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 de la Compañía. 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 consolidado 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 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.

2.4.6.1.1.2 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.

Todas las inversiones en instrumentos de capital se miden a valor razonable. Para las inversiones de capital que no se mantienen para negociación, el Compañía puede elegir irrevocablemente en el momento del reconocimiento inicial, presentar los cambios en el valor razonable a través de otro resultado integral. 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, 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 el estado de 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.

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

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

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 de 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.

La Compañía 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.

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.

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 consolidado 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.

2.4.6.2 Pasivos financieros e instrumentos de capital

2.4.6.2.1 Clasificación como deuda o capital.

Los instrumentos de deuda y capital emitidos por la Compañía 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.

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

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 consolidados, 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 consolidado 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 valor razonable con cambios en resultados, se miden posteriormente al costo amortizado utilizando el método de interés efectivo.

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.

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

2.4.6.2.5 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.

2.4.7 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 la Compañía espera tener derecho a cambio de esos bienes. El plazo normal de crédito es de 30 a 45 días después de la entrega. La Compañía 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 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.

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 2017 la Compañía no tenía activos contractuales.

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. (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 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. Al 31 de diciembre de 2018 y 2017 la Compañía no tenía ningún pasivo contractual.

Otros ingresos

Los otros ingresos operativos corresponden, principalmente, a ventas de servicios a terceros. La Compañía reconoce los ingresos por la prestación de servicios a lo largo del tiempo, utilizando un método de entrada para medir el progreso hacia la satisfacción completa del servicio, porque el cliente recibe y consume simultáneamente los beneficios proporcionados por la Compañía.

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.

2.4.8 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 consolidado 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 consolidado, 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 consolidado. Los mismos no se revelan en el estado de flujos de efectivo consolidado ya que no forman parte de las disponibilidades de la Compañía.

2.4.10 Inversiones en la cuenta de depósito en garantía

Los montos depositados en la cuenta de depósito en garantía representaban los ingresos de la Oferta Pública Inicial por 650,017 que fueron convertidos a dólares estadounidenses y se invirtieron en una cuenta de depósito en garantía en el Reino Unido (la "cuenta de depósito en garantía") con Citibank N.A London Branch que actuaba como depositario. Dichos recursos estaban depositados al 31 de diciembre de 2017 en una cuenta que devengaba intereses y se clasificaban como activos restringidos debido a que la Compañía solo podía utilizar esos montos en relación con la consumación de una combinación de negocios inicial.

Al 31 de diciembre de 2017, la cuenta de depósito en garantía tenía un valor razonable de 652,566, de los cuales 2,550, eran el resultado de los ingresos financieros. Dichos intereses podían ser liberados a la Compañía para (i) liquidar obligaciones tributarias; (ii) financiar el capital de trabajo por un monto que no excediera de 750 por año durante un máximo de 24 meses; y (iii) en caso de que no pueda celebrarse una Combinación de Negocios Inicial dentro de los 24 meses posteriores al cierre de esta Oferta, se pague hasta 100 en gastos de disolución.

El 4 de abril de 2018, la Compañía consumó su combinación de negocios inicial y, consecuentemente, una parte de los montos acumulados en la cuenta de depósito en garantía en dicha fecha por un monto de 653,781 fueron utilizados para reembolsar a los accionistas de la Serie A que ejercieron sus derechos de canje por un monto de 204,590. Las ganancias remanentes fueron capitalizadas por un monto de 422,991, netas de sus gastos de emisión diferidos por 19,500 y algunos gastos de emisiones en la OPI por un monto de 6,700.

La nota 20.1 proporciona más detalles sobre la capitalización de los ingresos de la Serie “A” obtenidos en la OPI.

2.4.11 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.

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

b. Reserva legal

La Compañía, 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.

c. 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").

Para las subsidiarias argentinas, 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 31), 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.

d. Otros resultados integrales

Incluye ganancias y pérdidas actuariales para planes de beneficios definidos y el efecto fiscal relacionado.

e. 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 31.1.2.

2.4.12 Beneficios para empleados

2.4.12.1 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 período 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 consolidado.

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 de la Compañía. 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.

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

2.4.12.2 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 un plan de beneficios definidos descrito 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 consolidados 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 consolidado.

2.4.13 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.

Por los períodos terminados al 31 de diciembre de 2018 y 2017, la Compañía no ha capitalizado ningún costo financiero, dado que no tuvo activos calificables.

2.4.14 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.

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

Los pasivos contingentes no se reconocen. La Compañía revela en notas a los estados financieros consolidados una breve descripción de la naturaleza de los pasivos contingentes materiales (Ver Nota 21.3)

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.

2.4.14.1 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 consolidado 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.

2.4.14.2 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.

2.4.15 Impuesto sobre la renta e impuesto sobre la renta mínima presunta

2.4.15.1 Impuesto sobre la renta corriente y diferido

Los gastos tributarios del período incluyen el impuesto corriente y el diferido. El impuesto se reconoce en el estado de resultados consolidado 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.

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

El cargo por impuesto sobre la renta 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 sobre la renta se reconocen de acuerdo con las declaraciones de impuestos sobre la renta 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 sobre la renta 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 sobre la renta 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 sobre la renta diferido se aplica a las diferencias temporarias de las inversiones en subsidiarias y asociadas, excepto en el caso del pasivo por impuestos sobre la renta diferidos, 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 sobre la renta diferido se compensan cuando existe un derecho legalmente exigible; y se relacionan con los impuestos sobre la renta 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 las utilidades vigentes al 31 de diciembre de 2018 en México y Argentina (ver Nota 31.1.1) es del 30% y al 31 de diciembre de 2017 del 30% en México ya que la Compañía no tenía operaciones en Argentina en dicho año.

2.4.15.2 Impuesto sobre la renta mínima presunta

Las subsidiarias de la Compañía 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 sobre la renta en Argentina y solo será aplicable a la Compañía en el caso de que resulte mayor al impuesto sobre la renta.

Sin embargo, si el impuesto sobre la renta mínima presunta excede el impuesto sobre la renta durante un año fiscal, tal exceso se podrá computar a cuenta de pagos futuros de impuesto sobre la renta 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.

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

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 de la Compañía.

Al 31 de diciembre 2018 y al 31 de diciembre de 2017, el impuesto sobre la renta 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. La Compañía no tiene ningún activo por impuesto sobre la renta mínima presunta incluido en otras cuentas por cobrar correspondientes a años anteriores.

2.4.16 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.

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 consolidado 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 consolidado 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.

2.4.17 Pagos basados en acciones

Los empleados de la Compañía (incluidos los ejecutivos principales) reciben una remuneración en acciones; por lo que prestan servicios como contraprestación por instrumentos de capital (transacciones liquidadas por capital). 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 32).

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 de la Compañía de la cantidad de instrumentos de capital que finalmente se otorgarán. El gasto o crédito en el estado de resultados consolidado y otros resultados integrales para un período representa el movimiento en el gasto acumulado reconocido al principio y al final de ese período.

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

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 de la Compañía 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. 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 Marco regulatorio

A- Argentina

Petróleo y gas

2.5.1 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.

2.5.1.1 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.

2.5.2 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.

2.5.2.1 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 MMm³ / 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, la Compañía 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.

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

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, la Compañía 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 (Nota 16) y 4,667 para APCO Sucursal Argentina que se adquirió el 4 de abril de 2018 (Nota 30). 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, la Compañía reconoció durante el año terminado el 31 de diciembre de 2018 una pérdida neta de aproximadamente 1,760 para el crédito adicional 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).

2.5.2.2 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 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.

2.5.3 Mercado del petróleo

2.5.3.1 Programa Petróleo Plus

La Compañía 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, la Compañía 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.

2.5.3.2 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 Medanita 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 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 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.

2.5.4 Regalías y otros 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. 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.

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

2.6 Reclasificaciones

Se han efectuado ciertas reclasificaciones sobre algunos rubros de los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2017, a efectos de su presentación uniforme con los estados financieros consolidados al 2018. El efecto de estas reclasificaciones fue reconocido retrospectivamente en el estado de situación financiera consolidado al 31 de diciembre de 2017, de conformidad con la IAS 8, políticas contables, estimaciones contables.

	Al 31 de diciembre de 2017	
	Reporte original	Reporte reclasificado
Estado de situación financiera		
Capital Contable:		
Títulos opcionales	14,840	
Pasivo no corriente:		
Títulos opcionales	-	14,840
Estado de resultados		
Gastos por intereses	4,601	2,548
Otros resultados financieros		2,053

Nota 3. Juicios, estimaciones y supuestos contables significativos.

La preparación de los estados financieros consolidados 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 consolidados 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 consolidados.

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 consolidados.

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 consolidados, 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 cual considera estos costos) de dichos activos no excede su correspondiente valor de recuperación.

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

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

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 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 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, según lo establecido en la Nota 2.3.

3.1.5 Moneda funcional

La moneda funcional para la Compañía y sus subsidiarias 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 Compañía 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 de la Compañía 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.

La Compañía tiene un crédito mercantil de 28,484 en su estado de situación financiera consolidado al 31 de diciembre de 2018, y no registra saldos al 31 de diciembre de 2017 (Nota 14), principalmente relacionados con la combinación inicial de negocios (Nota 30). Para propósitos de la prueba de deterioro, el crédito mercantil generado a través de las adquisiciones e PELSA y APCO (Ver Notas 30.1 y 30.3) se ha asignado a la UGE de Bajada de Palo y el crédito mercantil generado a través de la adquisición de JDM/Medanito (Nota 30.2) 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 año 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.

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

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:

	Año terminado el 31 de diciembre de 2018
Tasas de descuento (después de impuestos)	11.9%
Tasas de descuento (antes de impuestos)	17.7%
Precios del petróleo crudo, del gas licuado de petróleo y del gas natural	
Petróleo crudo - Brent (USD/bbl.)	
2019	70
2020	71.30
2021	69.60
2022	70
En adelante	67.50
Gas licuado de petróleo - Precios locales (US\$/MMBTU)	
2019	4.60
2020	4.60
2021	4.60
2022 en adelante	4.60
Gas licuado de petróleo - Precios locales (US\$/Tn.)	
En adelante	430
Tipo de cambio (ARS/USD)	
2019	47.00
2020	54.00
2021	60.00
2022 en adelante	74.60
Tasa de inflación de Argentina (2019-2022 del FMI)	
2019	28.80%
2020	13%
2021	9%
2022 en adelante	5%
Tasa de inflación de EE.UU.	
En adelante	+0%

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

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 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 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 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.

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

	Al 31 de diciembre de 2018
Tasa de descuento	+/- 100 puntos básicos
<u>Valor en libros</u>	- / -
Precios esperados del petróleo crudo, gas natural y GLP	+/- 10%
<u>Valor en libros</u>	- / (9,707)
Tipo de cambio (ARS/Dólares estadounidenses)	+/- 10%
<u>Valor en libros</u>	- / -
Tasa de inflación en Argentina	+/- 10%
<u>Valor en libros</u>	- / -

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, 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 año 2018 y el periodo que comenzó desde 22 de marzo de 2017 hasta el 31 de diciembre de 2017.

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 y 2017.

3.2.3 Impuesto a la utilidad corriente y diferido / Impuesto a 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 y 2017 del pasivo por impuesto diferido neto es de 133,757 y 38 respectivamente y el pasivo por impuesto a la utilidad por el año terminado el 31 de diciembre de 2018 es de 22,429.

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 de las obligaciones por taponamiento de pozos es de 16,253.

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 33).

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 32.

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.

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

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:

	Al 31 de diciembre de 2018
Argentina	871,313
Mexico	29,684
Total	900,997

Nota 5. Ingresos

	Período terminado el 31 de diciembre de 2018	Período del 22 de marzo al 31 de diciembre de 2017
Venta de bienes y servicios	331,336	-
Ingresos por contratos con clientes	331,336	-

Las transacciones de la Compañía y los ingresos principales se describen en Nota 2.4.7. Los ingresos se derivan de los contratos con clientes.

5.1 Información desglosada de ingresos

Tipo de productos	Período terminado el 31 de diciembre de 2018	Período del 22 de marzo al 31 de diciembre de 2017
Ingresos por ventas de petróleo crudo	260,079	-
Ingresos por ventas de gas natural	65,165	-
Ingresos por ventas de Gas Licuado de Petróleo	6,092	-
Ingresos por contratos con clientes	331,336	-

Canales de distribución	Período terminado el 31 de diciembre de 2018	Período del 22 de marzo al 31 de diciembre de 2017
Refinerías	260,079	-
Industrias	51,240	-
Distribuidores minoristas de gas natural	10,254	-
Comercialización de Gas Licuado de Petróleo	6,092	-
Gas natural para generación eléctrica	3,671	-
Ingresos por contratos con clientes	331,336	-

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 se generan principalmente a partir de la venta de petróleo producido, gas natural y Gas Licuado de Petróleo a terceros en un momento determinado.

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

Nota 6. Costos de ventas

Nota 6.1. Fluctuación del stock de crudo

	Período terminado el 31 de diciembre de 2018	Período del 22 de marzo al 31 de diciembre de 2017
Inventario de petróleo al inicio del periodo/año	2,201	-
Más: Variación del periodo/año		
Incorporación de inventarios por adquisición de compañías	2,398	-
Menos: Inventario de petróleo al final del periodo/año	(5,840)	-
Total fluctuación del stock de crudo	(1,241)	-

Nota 6.2 Costo de operación

	Período terminado el 31 de diciembre de 2018	Período del 22 de marzo al 31 de diciembre de 2017
Costos de producción:		
Consumo de materiales y reparaciones	42,066	-
Honorarios y compensación por servicios	25,026	-
Servidumbre y canones	7,147	-
Salarios y contribuciones sociales	6,709	-
Transporte	2,201	-
Beneficios a empleados	1,388	-
Gastos generales	1,708	-
Total gastos de operación	86,245	-

Nota 7. Gastos de venta

	Período terminado el 31 de diciembre de 2018	Período del 22 de marzo al 31 de diciembre de 2017
Impuestos, tasas y contribuciones	10,349	-
Transporte	5,878	-
Impuesto sobre transacciones bancarias	4,390	-
Reserva por pérdidas crediticias esperadas	539	-
Honorarios y compensación por servicios	158	-
Otros	27	-
Total gastos comerciales	21,341	-

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

Nota 8. Gastos generales y de administración

	Período terminado el 31 de diciembre de 2018	Período del 22 de marzo al 31 de diciembre de 2017
Honorarios y compensación por servicios	10,363	976
Salarios y contribuciones sociales	6,069	1,057
Gastos por pagos basados en acciones	4,021	-
Beneficios a empleados	2,239	86
Otros gastos de personal	1,702	-
Impuestos, tasas y contribuciones	1,242	-
Publicidad y promoción institucional	239	18
Depreciación de propiedad, planta y equipo	8	-
Otros	1,239	1,126
Total gastos generales y de administración	27,122	3,263

Nota 9. Gastos de exploración

	Período terminado el 31 de diciembre de 2018	Período del 22 de marzo al 31 de diciembre de 2017
Gastos geológicos y geofísicos	637	-
Total gastos de exploración	637	-

Nota 10. Otros ingresos y gastos operativos

Nota 10.1 Otros ingresos operativos

	Período terminado el 31 de diciembre de 2018	Período del 22 de marzo al 31 de diciembre de 2017
Servicios de terceros ⁽¹⁾	2,641	1,000
Total otros ingresos operativos	2,641	1,000

⁽¹⁾ Durante 2018, la Compañía registró gastos por reestructuración los cuales incluyen pagos y otros honorarios relacionados con la reorganización de la estructura de la Compañía.

10.2 Otros gastos operativos

	Período terminado el 31 de diciembre de 2018	Período del 22 de marzo al 31 de diciembre de 2017
Provisión para contingencias (Nota 21)	(240)	-
Gastos de reestructuración ⁽¹⁾	(12,018)	-
Gastos relacionados con la combinación de negocios (Nota 30)	(2,380)	-
Provisión por remediación ambiental (Nota 21)	(1,168)	-
Provisión por obsolescencia de inventarios	(1,125)	-
Otros	(1,166)	(741)
Total otros gastos operativos	(18,097)	(741)

⁽¹⁾ Incluye principalmente pagos y otros honorarios relacionados con la reorganización de la estructura de la Compañía.

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

Nota 11. Resultados Financieros

11.1 Ingresos por intereses

	Período terminado el 31 de diciembre de 2018	Período del 22 de marzo al 31 de diciembre de 2017
Intereses financieros	2,125	2,548
Intereses sobre bonos del gobierno a costo amortizado	407	-
Total ingresos por intereses	2,532	2,548

11.2 Gastos por intereses

	Período terminado el 31 de diciembre de 2018	Período del 22 de marzo al 31 de diciembre de 2017
Intereses por préstamos (Nota 17.1.1)	(15,546)	(2,551)
Otros intereses	(200)	-
Total gastos por intereses	(15,746)	(2,551)

11.3 Otros resultados financieros

	Período terminado el 31 de diciembre de 2018	Período del 22 de marzo al 31 de diciembre de 2017
Costos por cancelación anticipada de préstamos y costo amortizado (Nota 17.1.1)	(14,970)	(2,052)
Cambios en el valor razonable de los títulos del promotor (Nota 17.2)	(8,860)	-
Fluctuación cambiaria de moneda extranjera, neta	3,005	2
Descuento de activos y pasivos a valor presente	(2,743)	-
Cambios en el valor razonable de bonos y letras del gobierno y fondo comunes de inversión	1,415	-
Descuento de pasivo por abandono de pozos (Nota 21)	(897)	-
Otros	(366)	-
Total otros resultados financieros	(23,416)	(2,050)

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 por el promedio ponderado de las acciones comunes en circulación durante el año.

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 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

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

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 31 de diciembre de 2018, la Compañía 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.

	Período terminado el 31 de diciembre de 2018	Período del 22 de marzo al 31 de diciembre de 2017
(Pérdida) ganancia neta del período	(29,850)	(5,095)
Número promedio ponderado de acciones ordinarias (Número de acciones)	56,609,820	10,069,446
Ganancias (Pérdidas) básicas y diluidas por acción ordinaria (en Dólares estadounidenses por acción)	(0.527)	(0.506)

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 32).

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.

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

Nota 13. Propiedad, planta y equipos

Las variaciones en propiedad, planta y equipos por los períodos finalizados al 31 de diciembre de 2018 y 2017 son los siguientes:

<u>Costo</u>	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
Saldos al 22 de marzo y 31 de diciembre de 2017	-	-	-	-	-	-	-
Incorporación por adquisición de negocios de PELS A (Nota 30)	296	7,351	59,564	236,406	4,496	4,615	312,728
Incorporación por adquisición de negocios de JdM y Medanito (Nota 30)	1,818	1,726	-	78,298	4,254	-	86,096
Incorporación de adquisición de negocios de APCO (Nota 30)	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
Depreciación acumulada							
Saldos al 22 de marzo y 31 de diciembre de 2017	-	-	-	-	-	-	-
Depreciación del período.	(14)	(1,529)	(1,426)	(71,006)	-	-	(73,975)
Bajas	-	175	-	184	-	-	359
Saldos al 31 de diciembre de 2018	(14)	(1,354)	(1,426)	(70,822)	-	-	(73,616)
Valor neto							
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	-	-	-	-	-	-	-

(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.

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

Nota 14. Crédito mercantil y Otros activos intangibles.

Las variaciones en el crédito mercantil y otros activos intangibles para los años finalizados al 31 de diciembre de 2018 y 2017, fueron los siguientes:

<u>Costo</u>	<u>Crédito Mercantil</u>	<u>Otros activos intangibles</u>		
		<u>Licencias de software</u>	<u>Derechos de uso</u>	<u>Total</u>
Saldos al 22 de marzo y 31 de diciembre de 2017	-	-	-	-
Incorporación por combinación de negocios (Nota 30)	28,484	911	-	911
Altas	-	1,805	29,681	31,486
Saldos al 31 de diciembre de 2018	28,484	2,716	29,681	32,397
<u>Amortización acumulada</u>				
Saldos al 22 de marzo y al 31 de diciembre de 2017	-	-	-	-
Cargo de amortización del año / período	-	(797)	-	(797)
Saldos al 31 de diciembre de 2018	-	(797)	-	(797)
<u>Valor neto</u>				
Al 31 de diciembre de 2018	28,484	1,919	29,681	31,600
Al 31 de diciembre de 2017	-	-	-	-

El crédito mercantil surge de la combinación de negocios (Nota 30) principalmente por 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.

Para fines de pruebas de deterioro, el crédito mercantil adquirido a través de combinaciones de negocios ha sido asignado a la UGE Bajada del Palo; la UGE Jaguel de los Machos y la UGE 25 de Mayo – Medanito.

Las licencias de software se están amortizando a lo largo de la vida útil económica de tres años.

Los derechos de exploración se relacionan con la adquisición del 50% de la participación en el trabajo 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)

Nota 15. Activos y pasivos por impuesto sobre la renta diferido y gastos por impuesto sobre la renta

La composición de los activos y pasivos por impuestos diferidos es la siguiente:

	<u>Al 1 de enero de 2018</u>	<u>Variación por combinación de negocios</u>	<u>Ganancia (pérdida)</u>	<u>Otros resultados integrales</u>	<u>Al 31 de diciembre de 2018</u>
Otras cuentas por cobrar	-	523	1,253	-	1,776
Beneficios a empleados	-	1,841	(2,134)	891	598
Provisiones	-	5,346	264	-	5,610
Activos por impuesto sobre la renta diferido	-	7,710	(617)	891	7,984
Propiedad, planta y equipos	-	(129,907)	(10,329)	-	(140,236)
Costos de transacción	-	-	(1,351)	-	(1,351)
Activos intangibles	-	(74)	19	-	(55)
Activo financiero a valor razonable	-	(1)	1	-	-
Inventario	-	-	(40)	-	(40)
Otros	(38)	(401)	342	-	(59)
Pasivos por impuesto sobre la renta diferido	(38)	(130,383)	(11,358)	-	(141,741)
Pasivo por impuesto sobre la renta diferido, neto	(38)	(122,673)	(11,975)	891	(133,757)

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

Los activos y pasivos por impuesto sobre la renta 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 la renta diferidos están asociados con la misma autoridad tributaria. Los siguientes montos, determinados después de su compensación, se revelan en el estado de situación financiera consolidado:

	Al 31 de diciembre de 2018	Al 31 de diciembre de 2017
Activos por impuesto sobre la renta diferido	7,984	-
Pasivos por impuesto sobre la renta diferido	(141,741)	(38)
Pasivo por impuesto sobre la renta diferido, neto	(133,757)	(38)

La composición del impuesto a la utilidad es la siguiente:

	Período terminado el 31 de diciembre de 2018	Período del 22 de marzo al 31 de diciembre de 2017
Impuesto a la utilidad corriente		
Impuesto a la utilidad corriente / (cargo)	(35,444)	-
Diferencia en la estimación del impuesto sobre la renta del año anterior y la declaración de ingresos.	-	-
Impuesto a la utilidad diferido		
Relativo al origen y reversión de diferencias temporarias.	(11,975)	(38)
Impuesto a la utilidad (gasto) expuesto en el estado de resultados consolidado	(47,419)	(38)
Impuesto diferido con cargo a otros resultados integrales	891	-
Total impuesto a la utilidad (gasto)	(46,528)	(38)

A continuación, se muestra una conciliación entre el gasto por impuesto sobre la renta y el monto resultante de la aplicación de la tasa impositiva sobre la utilidad / (pérdida) antes de impuesto a la utilidad:

	Período terminado el 31 de diciembre de 2018	Período del 22 de marzo al 31 de diciembre de 2017
Utilidad / (pérdida) antes de impuesto a la utilidad	17,569	(5,057)
Tasa de impuesto a la utilidad vigente	30%	30%
Impuesto a la utilidad que surge de aplicar la tasa vigente según las normas impositivas vigentes	(5,271)	1,517
Ítems que ajustan el impuesto a la utilidad (gasto) / beneficio:		
Gastos no deducibles	(6,195)	-
Efecto sobre la medición de propiedad, planta y equipos y activos intangibles en moneda funcional	(39,187)	-
Pérdidas fiscales y otros activos no reconocidos	(23,841)	(1,555)
Efecto relacionado con el cambio de la tasa impositiva del período anterior	21,491	-
Gastos de emisión	5,651	-
Otros	(67)	-
Total impuesto a la utilidad (gasto)	(47,419)	(38)

Al 31 de diciembre de 2018, las pérdidas fiscales acumuladas no reconocidas (NOL) ascendieron a 64,001, de las cuales 7,110 y 56,891 vencerán en 2027 y 2028, respectivamente.

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

Apertura del pasivo por impuesto sobre la renta:

	Al 31 de diciembre de 2018	Al 31 de diciembre de 2017
Corriente		
Impuesto a la utilidad, neto de retenciones y anticipos	22,429	-
Total corriente	22,429	-

Nota 16. Cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar

	Al 31 de diciembre de 2018	Al 31 de diciembre de 2017
Otras cuentas por cobrar:		
Pagos anticipados, impuestos y otros:		
Pagos anticipados y otras cuentas por cobrar	10,646	128
Crédito Fiscal	496	-
	11,142	128

Activos financieros:

Crédito del programa de estímulo a la inyección excedente de gas natural (Nota 2.5.2.1)	9,049	-
	9,049	-
Total otras cuentas por cobrar no corrientes	20,191	128

	Al 31 de diciembre de 2018	Al 31 de diciembre de 2017
Cuentas por cobrar:		
Corriente		
Cuentas por cobrar de petróleo y gas, neto de reserva	55,032	-
Cheques a depositar	883	-
Cuentas por cobrar	55,915	-
Otros:		
Crédito por impuesto al valor agregado	10,127	-
Crédito por impuesto a la utilidad	3,826	-
Crédito por impuesto a los ingresos brutos	1,938	-
Gastos prepagados	572	-
	16,463	-
Activos financieros		
Crédito del programa de estímulo a la inyección excedente de gas natural (Nota 2.5.2.1)	6,899	-
Cuentas por cobrar terceros	2,850	-
Anticipos a Directores y préstamos a los empleados	1,818	-
Crédito por subsidio de propano	982	-
Partes relacionadas (Nota 26)	186	-
Crédito por programa de estabilidad de precios de Gas		
Licuado de Petróleo	151	-
Otros	786	-
Otras cuentas	13,672	-
Total corriente cuentas por cobrar y otras cuentas	30,135	-
Total cuentas por cobrar y otras cuentas	86,050	-

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

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.

Al 31 de diciembre de 2018 se reconoció como provisión para pérdidas crediticias esperadas en cuentas por cobrar y otras cuentas por 257. Al 31 de diciembre de 2017 no se había constituido una provisión para pérdidas crediticias esperadas.

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 comerciales que se hayan dado de baja está sujeta a actividades de cumplimiento. 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 y 2017 las cuentas por cobrar y otras cuentas vencidas ascendían a 11,798 y 0 respectivamente, y se constituyó una reserva para pérdidas crediticias esperadas de 257 y 0 respectivamente.

Los movimientos en la provisión para las pérdidas crediticias esperadas de las cuentas por cobrar y otras cuentas son los siguientes:

	Al 31 de diciembre de 2018	Al 31 de diciembre de 2017
Saldo al inicio	-	-
Remediación de la pérdida por provisión, neta	(539)	-
Conversión de divisas, ganancias y pérdidas	282	-
Saldo al final del año	(257)	-

A la fecha de estos estados financieros consolidados, 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 Pasivos financieros: Préstamos

	Al 31 de diciembre de 2018	Al 31 de diciembre de 2017
<u>No corriente</u>		
Préstamos financieros	294,415	644.630
Total no corriente	294,415	644.630
<u>Corriente</u>		
Préstamos financieros	10,352	-
Total corriente	10,352	-
Total	304,767	644.630

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

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 31 de diciembre de 2018
Interés fijo	
Menos de un año	4,841
De uno a dos años	14,721
De tres a cinco años	132,486
Total	152,048
Interés variable	
Menos de un año	5,511
De uno a dos años	14,721
De tres a cinco años	132,487
Total	152,719
Total Préstamos	304,767

Ver Nota 17.4.2 para información sobre el valor razonable de los préstamos.

Detalle de préstamos:

Tipo de instrumento	Compañía	Moneda	Capital	Interés	Tasa	Vencimiento	Valor contable al 31 de diciembre de 2018
<u>Préstamos financieros:</u>	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.

Durante el plazo en que el préstamo fue efectivo, no hubo infracción en dichas restricciones afirmativas y negativas.

El préstamo incluía obligaciones de hacer afirmativas y negativas, como es habitual en el mercado. Este préstamo se pagó por anticipado el 19 de julio de 2018, cuando se obtuvo un nuevo financiamiento a través de su subsidiaria en Argentina, como se explica en el ítem 2). En consecuencia, se liberó la promesa a favor de los co-prestamistas. 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.

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

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 (“Earnings Before Interest, Tax, Depreciation and Amortization”) 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 y 2017, no hubo incumplimiento de dichas restricciones afirmativas y negativas.

17.1.1 Cambios en el pasivo por actividades de financiamiento

Los movimientos en los préstamos fueron los siguientes:

	Al 31 de diciembre de 2018	Al 31 de diciembre de 2017
Saldos al inicio del año	644,630	640,028
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	(6,376)	-
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)	2,052
Interés acumulado ⁽¹⁾ (Nota 11.2)	15,546	-
Pago de intereses de los préstamos	(5,018)	2,550
Costos por cancelación anticipada de préstamos y costo amortizado (Nota 11.3)	14,970	-
Saldos al final del año	304,767	644,630

(1) Transacciones que no originaron flujos de efectivo.

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

17.2 Títulos opcionales 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 opcionales del promotor son mantenidas por otras personas, entonces serán ejercitadas sobre la misma base que los otros títulos.

El 15 de agosto de 2018, comenzó el período de ejercicio de los títulos opcionales anteriormente mencionados.

El pasivo por títulos opcionales 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.

	<u>Al 31 de diciembre de 2018</u>	<u>Al 31 de diciembre de 2017</u>
<u>No Corriente</u>		
Títulos opcionales	23,700	14,840
Total no corriente	23,700	14,840

17.3 Instrumentos financieros por categoría

El siguiente cuadro presenta los instrumentos financieros por categoría, excepto caja, bancos y equivalentes de efectivo:

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

	Activos/Pasivos financieros a costo amortizado	Activos/Pasivos financieros a valor razonable con cambios en resultados	Total activos/pasivos financieros
Al 31 de diciembre de 2018			
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)	55,032	-	55,032
Crédito del programa de estímulo a la inyección excedente de gas natural (Nota 16)	6,899	-	6,899
Cuentas por cobrar 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
Bonos del gobierno y letras del tesoro (Nota 19)	3,404	11,457	14,861
Total activos financieros corrientes	72,108	11,457	83,565
Pasivos			
Cuentas por pagar y otras cuentas por pagar	1,007	-	1,007
Préstamos	294,415	-	294,415
Títulos opcionales	-	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	10,352	-	10,352
Total pasivos financieros corrientes	94,686	-	94,686
Al 31 de diciembre de 2017			
Activos			
Efectivo restringido	652,566	-	652,566
Total activos financieros no corrientes	652,566	-	652,566
Caja, bancos e inversiones a corto plazo	2,666	-	2,666
Total activos financieros corrientes	2,666	-	2,666
Pasivos			
Cuentas por pagar y otras cuentas por pagar	550	-	550
Préstamos	644,630	-	644,630
Títulos opcionales	-	14,840	14,840
Total pasivos financieros no corrientes	645,180	14,840	660,020
Cuentas por pagar y otras cuentas por pagar	277	-	277
Total pasivos financieros corrientes	277	-	277

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

Los ingresos, gastos, ganancias y pérdidas derivadas de cada una de las categorías de instrumentos financieros se indican a continuación:

Por el año finalizado el 31 de diciembre de 2018:

	Activos/Pasivos financieros a costo amortizado	Activos/Pasivos financieros a valor razonable con cambios en resultados	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	-	(8,860)	(8,860)
Cambios en el valor razonable de bonos del gobierno	-	1,415	1,415
Costos por cancelación anticipada de préstamos	(14,970)	-	(14,970)
Descuento de activos y pasivos a valor presente	(2,743)	-	(2,743)
Descuento en la provisión de la obligación de taponamiento de pozos	(897)	-	(897)
Otros	(366)	-	(366)
Total	(29,185)	(7,445)	(36,630)

Por el período finalizado el 31 de diciembre de 2017:

	Activos/Pasivos financieros a costo amortizado	Activos/Pasivos financieros a valor razonable con cambios en resultados	Total
Ingresos por intereses (Nota 11.1)	2,548	-	2,548
Gastos por intereses (Nota 11.2)	(2,551)	-	(2,551)
Diferencia cambiaria de moneda extranjera, neta (Nota 11.3)	2	-	2
Otros resultados financieros	(2,052)	-	(2,052)
Total	(2,053)	-	(2,053)

17.4 Valor razonable

Esta nota brinda información sobre como la compañía determina el valor razonable de los activos y pasivos financieros.

17.4.1 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 31 de diciembre de 2018 y 2017.

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

Al 31 de diciembre de 2018	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3	Total
Activos				
<i>Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados</i>				
Bonos 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				
<i>Pasivos financieros a valor razonable con cambios en resultados</i>				
Títulos del promotor	-	-	23,700	23,700
Total pasivo	-	-	23,700	23,700

Al 31 de diciembre de 2017	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3	Total
Pasivos				
<i>Pasivos financieros a valor razonable con cambios en resultados</i>				
Títulos del promotor	-	-	14,840	14,840
Total pasivo	-	-	14,840	14,840

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 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 los años finalizados el 31 de diciembre de 2018 y 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 years
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

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

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:

	2018
Saldo del pasivo del título del promotor al 31 de diciembre de 2017	14,840
Total ganancias / pérdidas:	
– en ganancia o pérdida (Nota 11.3)	8,860
Saldo al cierre (Nota 17.2)	23,700

17.4.2 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, 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.

	Valor en libros	Valor razonable	Nivel
Al 31 de diciembre de 2018			
Pasivos			
Préstamos	304,767	286,734	2
Total pasivos	304,767	286,734	
Al 31 de diciembre de 2017			
	Valor en libros	Valor razonable	Nivel
Pasivos			
Títulos opcionales	644,630	650,000	
Total pasivos	644,630	650,000	1

17.5 Objetivos y políticas de gestión de riesgos de instrumentos financieros.

17.5.1 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 Compañía. 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.

17.5.1.1 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 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 ARS de acuerdo con los precios que están relacionados al dólar estadounidense, principalmente los ingresos resultantes de la venta de gas y petróleo crudo.

Durante el año terminado el 31 de diciembre de 2018, el peso argentino se depreció aproximadamente en un 105%.

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 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 que el dólar estadounidense, la moneda funcional de la Compañía. La exposición de la Compañía a los cambios de moneda extranjera para todas las demás monedas no resulta esencial.

	Al 31 de diciembre de 2018
Variación en la tasa en pesos argentinos	+/- 28%
Efecto en la utilidad antes de impuesto	(12,697) / 12,697
Efecto en el patrimonio antes de impuesto	(12,697) / 12,697

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 detallada en la Nota 17.3 de estos estados financieros consolidados:

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

**Al 31 de diciembre de
2018**

Variación en bonos del gobierno	+/- 10%
Efecto en la utilidad antes de impuesto	1,329 / (1,329)
Variación en fondos comunes de inversión	+/- 10%
Efecto en la ganancia antes de impuesto	5,096 / (5,096)

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 la compañía no tenía ningún préstamo.

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.

Para los años terminados el 31 de diciembre de 2018 y 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 de la Compañía clasificados por tasa de interés y la moneda en que están denominados:

**Al 31 de diciembre de
2018**

Tasa de interés fija:	
Dólares estadounidenses	152,048
Subtotal préstamos otorgados a una tasa de interés fija.	152,048
Tasa de interés variable	
Dólares estadounidenses	152,719
Subtotal préstamos otorgados a una tasa de interés variable	152,719

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 680.

17.5.1.2 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

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

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.

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 31 de diciembre de 2018 las cuentas por cobrar y otras cuentas de la Compañía totalizaban 78,636, de las cuales el 88% son cuentas por cobrar a corto plazo.

La Compañía tiene la siguiente concentración de riesgo de crédito con respecto a su participación en todas las cuentas por cobrar al 31 de diciembre de 2018 y 2017 y en los ingresos por cada año.

	Al 31 de diciembre de 2018	Al 31 de diciembre 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%	-%

	Al 31 de diciembre de 2018	Al 31 de diciembre de 2017
Porcentajes sobre los ingresos de contratos con clientes por producto:		
Petróleo crudo		
Shell Cía. Argentina de Petróleo S.A.	40%	-%
Trafigura Argentina S.A.	34%	-%
Pampa Energía S.A.	13%	-%
YPF S.A.	12%	-%
Gas Natural		
Rafael G. Albanesi S.A.	26%	-%
Cía. Inversora de Energía S.A.	13%	-%
San Atanasio Energía S.A.	10%	-%

Ningún otro cliente individual tiene una participación en el monto total de estas cuentas por cobrar o ingresos que excedan el 10% en alguno 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. La compañía no mantiene garantías como seguros. La Compañía 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 de la Compañía:

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

Al 31 de diciembre de 2018	Corriente	<90 días	90–365 días	>365 días	Total
Días vencidos					
Importe bruto total estimado del incumplimiento	44,374	7,965	3,833	-	56,172
Pérdida crediticia esperada	-	-	(257)	-	<u>(257)</u>
					<u>55,915</u>

Al 31 de diciembre de 2017 la Compañía no tenía créditos por ventas a terceros.

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. 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.

17.5.1.3 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. 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 y 2017:

	<u>Al 31 de diciembre de 2018</u>	<u>Al 31 de diciembre de 2017</u>
Activos Corrientes	185,145	2,666
Pasivos Corrientes	134,118	286
Índice de liquidez	1.380	9.322

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.

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

Los importes mostrados en la tabla son los flujos de fondos contractuales no descontados.

Al 31 de diciembre de 2018	Pasivos financieros, excluyendo préstamos	Préstamos	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	1,007	26,471	27,478
De dos a cinco años	23,700	267,944	291,644
Total	109,041	304,767	413,808

Al 31 de diciembre de 2017	Pasivos financieros, excluyendo préstamos	Préstamos	Total
Menos de tres meses	-	-	-
De tres meses a un año	277	-	277
De uno a dos años	550	644,630	645,180
De dos a cinco años	14,840	-	14,840
Total	15,667	644,630	660,297

Nota 18. Inventarios

	Al 31 de diciembre de 2018	Al 31 de diciembre de 2017
Materiales y repuestos	15,465	-
Inventario petróleo crudo	2,722	-
Total	18,187	-

Nota 19. Caja, bancos e inversiones corrientes

	Al 31 de diciembre de 2018	Al 31 de diciembre de 2017
Bancos	13,254	2,666
Fondos comunes de inversión	52,793	-
Bonos del gobierno	11,457	-
Letras del tesoro	3,404	-
Total	80,908	2,666

A los fines del estado de flujos de efectivo consolidado, 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 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 consolidado, pueden reconciliarse con las partidas relacionadas en el estado de situación financiera consolidado de la siguiente manera:

	Al 31 de diciembre de 2018	Al 31 de diciembre de 2017
Caja, bancos e inversiones a corto plazo	80,908	2,666
Menos / más		
Efectivo restringido	-	652,566
Bonos del gobierno y letras del tesoro	(14,861)	-
Caja y equivalentes de efectivo	66,047	655,232

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

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 por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2018:

	Series A Público Inversionista	Series A Colocación Privada	Series B	Series C	Total
Saldos al 1 de enero 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 (Nota 32) y, como resultado, se capitalizó una cantidad de 442,491 netos de gastos de oferta pagados por una cantidad de 6,700 que fueron capitalizados a esa fecha. Adicionalmente, en la misma fecha, la Compañía pago gastos de ofertas diferidos relacionados al 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 (ver Nota 17.1.1)

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

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 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 30. 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.

Como se revela en la Nota 32, el 22 de marzo de 2018, los accionistas de la Compañía aprobaron 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 descrito 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 consolidados, 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, se resolvió, entre otros asuntos, aumentar la parte variable del capital social de la Compañía por un monto de 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 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.

20.1.1 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 5,00,000 acciones serie A y hasta a 5,000,000 Títulos ("Títulos de suscripción de acciones FPA") por un precio de compra total de 50,000 (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

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

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:

	Al 31 de diciembre de 2018
Total préstamos	304,767
Menos: efectivo y equivalentes de efectivo	(80,908)
Deuda neta	223,859
Capital total atribuible a los propietarios	479,657
Índice de apalancamiento	47.00%

No se realizaron cambios en los objetivos, políticas o procesos para la gestión de capital durante los años finalizados el 31 de diciembre de 2018 y 2017.

Nota 21. Provisiones

	Al 31 de diciembre de 2018	Al 31 de diciembre de 2017
<u>No corrientes</u>		
Obligación de taponamiento de pozos	15,430	-
Remediación ambiental	756	-
Total provisiones no corrientes	16,186	-
<u>Corrientes</u>		
Remediación ambiental	2,968	-
Obligación de taponamiento de pozos	823	-
Provisión para contingencias	349	-
Total provisiones corrientes	4,140	-

Movimientos del ejercicio de la provisión para contingencias:

	2018	2017
Al inicio del ejercicio	-	-
Aumento por combinación de negocios (Nota 30)	202	-
Aumentos (Nota 10.2)	240	-
Diferencias de cambio	(84)	-
Importes incurridos por pagos / utilización	(9)	-
Al cierre del ejercicio	349	-

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

Movimientos del ejercicio de la provisión de taponamiento y abandono:

	2018	2017
Al inicio del ejercicio	-	-
Aumento por combinación de negocios (Nota 30)	26,788	-
Actualización de la obligación por taponamiento de pozos (Nota 11.3)	897	-
Disminuciones ⁽¹⁾	(11,839)	-
Incremento por cambio en estimaciones capitalizadas.	407	-
Al cierre del ejercicio	16,253	-

⁽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:

	2018	2017
Al inicio del ejercicio	-	-
Aumento por combinación de negocios (Nota 30)	5,046	-
Aumentos	1,168	-
Disminuciones ⁽¹⁾	(2,490)	-
Al cierre del ejercicio	3,724	-

⁽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 es de 10.03%.

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, la Compañía está involucrada 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 a la fecha, la administración ha estimado una pérdida probable de 349. Estos montos se han acumulado en los estados de situación financiera dentro de "Provisiones para contingencias". Al 31 de diciembre de 2017 no se tenían identificado reclamos y acciones legales en contra de la Compañía.

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 ascienden a un total de 42, 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.

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 de la Compañía, 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 se encontraban depositados en una cuenta bancaria y no están invertidos en ningún instrumento del mercado monetario. La Compañía no puede disponer de dichos recursos.

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

Los siguientes cuadros resumen los componentes del gasto neto reconocido en el estado consolidado de resultados en concepto de planes de beneficios a empleados a largo plazo y la evolución del pasivo por beneficios a los empleados de largo plazo en el estado consolidado de situación financiera:

	Período terminado el 31 de diciembre de 2018
Costo de servicios vigentes	(99)
Costo de intereses	(446)
Reducciones	177
Total	(388)

Al 31 de diciembre de 2018			
	Valor actual de la obligación	Valor razonable del plan de activos	Pasivo neto al fin de ejercicio
Saldos al inicio de ejercicio	-	-	-
Incremento por adquisición de negocios	(14,071)	7,732	(6,339)
<i>Conceptos clasificados como pérdida o ganancia</i>			
Costo de servicios vigentes	(99)	-	(99)
Costo de intereses	(446)	(20)	(466)
Reducciones	177	-	177
<i>Conceptos clasificados en otros resultados integrales</i>			
Pérdidas actuariales (ganancia)	2,698	-	2,698
Pagos de beneficios	727	(727)	-
Pago de contribuciones	-	727	727
Al final del ejercicio	(11,014)	7,712	(3,302)

El valor razonable de los activos del plan al final de cada ejercicio por categoría es el siguiente:

	Al 31 de diciembre de 2018
Efectivo y equivalentes de efectivo	7,712
Total	7,712

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 31 de diciembre de 2018
Menos de un año	743
De uno a dos años	825
De dos a tres años	811
De tres a cuatro años	800
De cuatro a cinco años	783
De seis a diez años	3,869

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

Las estimaciones actuariales significativas utilizadas fueron las siguientes:

Al 31 de diciembre de 2018	
Tasa de descuento	5%
Tasa de retorno de activos	-
Aumento de salario	
Hasta 35 años	1%
De 36 a 49 años	1%
Más de 50 años	1%

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 1,011 (aumento en 1,203) al 31 de diciembre de 2018.

Si el crecimiento salarial esperado aumenta (disminuye) en un 1%, la obligación por beneficios definidos aumentaría en 197 (disminución en 183) al 31 de diciembre de 2018.

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 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 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

	Al 31 de diciembre de 2018	Al 31 de diciembre de 2017
<u>Corriente</u>		
Salarios y contribuciones sociales	925	-
Provisión por gratificaciones y bonos	4,371	-
Beneficios a empleados corto plazo	1,052	-
Total corriente	6,348	-

Nota 24. Otros impuestos y regalías por pagar

	Al 31 de diciembre de 2018	Al 31 de diciembre de 2017
<u>Corriente</u>		
Impuesto al valor agregado	-	9
Retenciones impositivas por pagar	909	-
Regalías	5,467	-
Impuesto sobre los ingresos brutos	139	-
Total corriente	6,515	9

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

Nota 25. Cuentas por pagar y otras cuentas por pagar

	Al 31 de diciembre de 2018	Al 31 de diciembre de 2017
<u>No Corrientes</u>		
Cuentas por pagar:		
Proveedores	-	550
	<u>-</u>	<u>550</u>
Provisiones:		
Canon extraordinario por el programa de inyección excedente de gas natural	1,007	-
	<u>1,007</u>	<u>-</u>
Total cuentas por pagar y provisiones no corrientes	<u>1,007</u>	<u>550</u>
<u>Corrientes</u>		
Cuentas por pagar:		
Proveedores	73,609	277
	<u>73,609</u>	<u>277</u>
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	-
	<u>10,725</u>	<u>-</u>
Total cuentas por pagar y provisiones corrientes	<u>84,334</u>	<u>277</u>

Debido a la naturaleza a corto plazo de las cuentas por pagar y otras cuentas corrientes, su importe en libros se considera aproximado a su valor razonable.

Nota 26. Transacciones y saldos con partes relacionadas

La Nota 2.3 proporciona información sobre la estructura societaria de la Compañía.

La siguiente tabla proporciona el monto total de transacciones que se han realizado con partes relacionadas durante el ejercicio.

	Al 31 de diciembre de 2018	Al 31 de diciembre de 2017
Otros ingresos		
Riverstone Holdings, LLC	186	-
Total	<u>186</u>	<u>-</u>

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

Remuneración del personal directivo

	Al 31 de Diciembre de 2018	Al 31 de Diciembre de 2017
Beneficios de corto plazo	5,368	988
Transacciones de pagos basados en acciones	3,533	.
Compensación total pagada al personal clave de gestión.	8,902	988

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.

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 los años que finalizaron el 31 de diciembre de 2018 y 2017, la Compañía 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 opcionales para comprar un tercio de acciones Serie 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 PELSA continuase cobrando 28.50, por el tiempo que fuera necesario para el pago de las mismas.

Al 31 de diciembre de 2018, 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, que solo se perfeccionará como ingreso y se registrará contablemente cuando se tenga certeza sobre su cobranza.

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

27.2 Asociación de Superficies de la Patagonia (ASSUPA)

El 1 de julio de 2004, PELS A 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 PELS A 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"). PELS A 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 PELS A 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. PELS A 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, los pagos mínimos futuros con respecto a los arrendamientos operativos no cancelables de uso son los siguientes:

	Al 31 de diciembre de 2018
2019	8,973
2020	2,776
2021	3,690
2022	2,729
2023	363
Total pagos mínimos futuros de arrendamiento	18,531

El total de gastos por arrendamientos operativos de los años finalizados el 31 de diciembre de 2018 y 2017 fue de 12,307 y 4, respectivamente.

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

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		
<u>Producción argentina</u>					
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 Alianza	2036/2040
Sur Río Deseado Este	Santa Cruz	-	16.9%	Petrolera Argentina S.A.	2021
Águila Mora	Neuquén	-	90%	APCO	2019
<u>Producción mexicana</u>					
Cuenca del Sureste (Bloque CS-01)	Tabasco	-	50%	Vista II	2047

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

Nombre	Ubicación	Participación		Operador	Duración hasta el año
		Directa	Indirecta		
Cuenca del Sureste (Bloque A-10)	Tabasco	-	50%	Vista II	2047
Tampico- Misantla (Bloque TM-01)	Tabasco	-	50%	Jaguar	2047

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:

Al 31 de diciembre de 2018

Activos	
Activo no corriente	14,950
Activo corriente	1,488
Pasivo	
Pasivo no corriente	483
Pasivo corriente	3,307

Al 31 de diciembre de 2018

Costos de producción	(12,120)
Gastos de venta	(46)
Gastos generales y administración	(230)
Gastos de exploración	(2)
Otros gastos e ingresos operativos	(390)
Resultados financieros, netos	988
Costos y gastos totales del ejercicio	(11,800)

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 (anteriormente "PELSA") 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, renegotiado 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.

PELSA 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.

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

De conformidad con el acuerdo de extensión, PELS A 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 periodo 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 (CENCH) 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" en el área Agua Amarga al 31 de diciembre de 2018 son Vista Argentina y APCO SAU con una participación de 77% y 23%, respectivamente, siendo Vista Argentina el operador.

En 2007, PELS A 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 PELS A 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.

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

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 en el trabajo, O&G Developments Ltd. S.A. con el 45% de participación activa 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 con 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 la cuenta por cobrar, 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 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 1578/18, 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 11,11%.

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

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. Jaguel de los Machos

El Decreto 1769/90 otorgó una concesión de explotación por 25 años sobre el área “Jaguel 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 Río 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 Río Negro, en los términos del artículo 72 de la Ley 17.319.

Jaguel 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 Río 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 Río 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 Río Deseado Este

Tenemos una participación del 16.95% en la empresa de riesgo compartido 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 evaluación es Alianza Petrolera S.A.

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

Tenemos una participación del 44% en la empresa 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. de 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 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, la Compañía no tenía ningún compromiso de inversión ya que no era parte de ninguna operación conjunta.

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); (b) en la Provincia de Río Negro, 12 pozos de desarrollo, 2 pozos de avanzada y 1 pozo exploratorio en el área Entre Lomas por un costo estimado de 30,500 (al porcentaje de participación de la Compañía); 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 el área Coiron Amargo Sur Oeste.

Además, la Compañía se comprometió a realizar: (a) 19 workovers 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); y (b) 13 workovers y abandono de 3 pozos en el área Entre Lomas por un costo estimado de 7.4 millones (al porcentaje de participación de la Compañía).

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 facilities asociadas por un costo estimado de 105,600 hasta Junio 2020, de los cuales 53,800 fueron invertidos al 31 de Diciembre de 2018 (en 2018 la Compañía perforó (i) 4 pozos horizontales en Bajada de Palo Oeste por 40,393 y (ii) la sección intermedia con 9 pozos adicionales con sus respectivas instalaciones 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 para los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2018 y 2017.

Nota 30. 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.

30.1 Adquisición de PELTS (actualmente conocida como Vista Argentina) y de la participación directa del 3.85% en las propiedades de petróleo y gas operadas por PELTS de Pampa Energía S.A.

El 16 de enero de 2018, Pampa Energía S.A. ("PAMPA") acordó vender a VISTA su participación directa en PELTS y sus participaciones directas en las propiedades de petróleo y gas Entre Lomas, Bajada del Palo y Agua Amarga.

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

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).

30.1.1 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 incurrieran, 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.

30.1.2 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
Planes de beneficios definidos		2,856
Salarios y contribuciones sociales		1,178
Impuesto a la utilidad a pagar		2,914
Otros impuestos y regalías a 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 30.1.1)		297,588

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

[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. PELSAs 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.

30.1.3 Interés minoritario

El interés minoritario (0.32% de participación en PELSAs) reconocido en la fecha de adquisición se midió a su valor razonable. La Compañía adquirió el 40.80% restante de la participación en PELSAs a través de la adquisición de APCO en la misma fecha de adquisición (Nota 30.3).

30.1.4 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 (*)	<u>287,372</u>

30.1.5 Efecto de las adquisiciones en los resultados de la Compañía

Incluida en la pérdida del período, existe una pérdida de 36,816 atribuible al negocio adicional generado por PELSAs. Los ingresos del período incluyen 86,941 atribuibles a los ingresos adicionales generados por la participación en la propiedad adquirida en PELSAs.

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

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

30.2 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).

30.2.1 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 incurrieron, 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.

30.2.2 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 Preliminar
Activos		
Propiedad, planta y equipos	[A]	86,096
Activo por impuesto a la utilidad diferido		1,226
Total activos adquiridos		87,322
Pasivos		
Provisiones	[B]	6,406
Salarios y contribuciones sociales		1,023
Total pasivos asumidos		7,429
Activos netos adquiridos		79,893
Crédito Mercantil		5,542
Total consideración (Nota 30.2.1)		85,435

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

[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 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. 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.

30.2.3 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	<u>85,435</u>

30.2.4 Efecto de las adquisiciones en los resultados de la Compañía

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.

30.3 Adquisición de APCO a 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).

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

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 I"; y (6) una participación no operada del 44% en un acuerdo de exploración de una porción de Sur Río Deseado Este.

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).

30.3.1 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 incurrieron, 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 17.1, la Compañía obtuvo un préstamo bancario por un monto de 260,000 neto de los costos de transacción de 11,904.

30.3.2 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 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 preliminar
Activos		
Propiedad, planta y equipo	[A]	380,386
Otros activos intangibles		417
Cuentas por cobrar y otras cuentas	[B]	34,076
Otros activos financieros		13,579
Inventarios		4,409
Efectivo y equivalentes de efectivo		14,432
Total activos adquiridos		447,299
Pasivos		
Pasivo por impuesto a la utilidad diferido		67,503
Provisiones	[C]	12,881
Planes de beneficios definidos		3,483
Otros impuestos y regalías a pagar		3,349
Obligaciones laborales		1,312
Pasivo por impuesto a la utilidad		6,458

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

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 30.3.1)	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 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 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.

30.3.3 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	<u>335,329</u>

30.3.4 Efecto de las adquisiciones en los resultados del de la Compañía.

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.

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

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.

30.4 Efecto de todas las adquisiciones sobre el flujo de caja, el crédito mercantil y los resultados de la Compañía

Si todas las combinaciones de negocios (Nota 30.1, 30.2 y 30.3) se hubieran realizado al 1 de enero de 2018, los ingresos consolidados de la Compañía para el ejercicio se habrían incrementado a 456,092 y la pérdida del ejercicio habría sido 22,027.

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 (*)	<u>708,136</u>

La composición del Crédito Mercantil es:

PELSA	11,999
JDM y Medanito	5,542
APCO	10,943
Total Crédito mercantil	<u>28,484</u>

Nota 31. Reforma fiscal

A- Argentina

El 29 de diciembre de 2017, el Poder Ejecutivo Nacional aprobó la Ley No. 27,430 - Impuesto Sobre la Renta. Esta Ley introdujo varias modificaciones en el tratamiento del impuesto sobre la renta, cuyos componentes clave se describen a continuación:

31.1 Impuesto sobre la renta

31.1.1. Tasa del Impuesto sobre la renta

La tasa del impuesto sobre la renta 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 sobre la renta 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 sobre la renta" del estado de resultados y otros resultados integrales consolidado (Nota 15).

31.1.2. 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.

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

31.1.3. 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.

31.1.4. 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 sobre la renta, 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.

31.1.5. Ajuste

La reforma establece las siguientes reglas para la aplicación del mecanismo de ajuste de la inflación del impuesto sobre la renta: (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.

B- México

El 01 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.

31.2 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.

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

31.3 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 32 – Pagos basados en acciones

Al 31 de diciembre de 2017 la Compañía 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 a la Junta Directiva 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:

32.1 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.

32.1.1 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:

	Por el período finalizado el 31 de diciembre de 2018	
	Número de acciones Serie A	WAEP
Pendientes al inicio del ejercicio	-	-
Otorgados durante el ejercicio	1,330,541	10.0
Al cierre del ejercicio	1,330,541	10.0

La siguiente tabla enumera las entradas a los modelos utilizados para el plan por el ejercicio:

	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

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

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 ejercicio finalizado el 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 ejercicio finalizado el 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.

32.2 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 ejercicio

La siguiente tabla muestra el número y el Precio Promedio Ponderado del ejercicio (WAEP, por sus siglas en inglés) y sus movimientos durante el ejercicio:

	Por el período finalizado el 31 de diciembre de 2018	
	Número de acciones Serie A	WAEP
Pendientes al inicio del ejercicio	-	-
Otorgados durante el ejercicio	854,750	10,0
Al cierre del ejercicio	<u>854,750</u>	<u>10,0</u>

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 finalizado el 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 33. Información complementaria sobre las actividades 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 la ASC No. 932 "Actividades extractivas - Petróleo y gas", modificada por ASU 2010 - 03 "Reservas de petróleo y gas, estimaciones y revelaciones", publicada 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. Esta información incluye las actividades de producción de petróleo y gas de la Compañía realizadas en Argentina y México. .

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

Costos incurridos

La siguiente tabla presenta los costos capitalizados y los gastos que se incurrieron durante el período comprendido del 4 de abril al 31 de diciembre de 2018. 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.

Por el periodo del 4 de abril al 31 de diciembre de 2018		
	Argentina	México
Adquisición de propiedades		
Probadas	(555,944)	-
No probadas	-	(29,681)
Total adquisición de propiedades	(555,944)	(29,681)
Exploración	(637)	-
Desarrollo	(131,080)	-
Total costos incurridos	(687,661)	(29,681)

Vista no tiene costos incurridos en entidades reconocidas bajo el método de participación durante los períodos mencionados anteriormente.

Costos capitalizados

La siguiente tabla presenta los costos capitalizados al 31 de diciembre de 2018, para propiedades de petróleo y gas probadas y no probadas, y la depreciación acumulada correspondiente a esas fechas.

Para el periodo finalizado el 31 de diciembre de 2018		
	Argentina	México
Propiedades probadas ⁽¹⁾		
Equipos, campamentos y otras instalaciones	20,602	-
Propiedades mineras y pozos	804,752	-
Otros proyectos incompletos	77,536	-
		29,681
Propiedades no probadas	13,157	-
Costos brutos capitalizados	916,047	29,681
Depreciación acumulada	(74,413)	-
Total costos capitalizados netos	841,634	29,681

⁽¹⁾ Incluye montos capitalizados relacionados con obligaciones de retiro de activos y pérdida / recuperación por deterioro.

Vista no tiene costos incurridos en entidades reconocidas bajo el método de participación durante los períodos mencionados anteriormente.

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

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 el período comprendido del 4 de abril al 31 de diciembre de 2018. El impuesto sobre la renta para los períodos presentados se calculó utilizando las tasas impositivas legales.

Para el periodo finalizado el 31 de diciembre de 2018	
Argentina	
Ingresos por contrato con clientes	331,336
Compensación de inyección de gas excedente	-
Total ingresos	<u>331,336</u>
Costos de producción excluyendo la depreciación	
Costo operativos y otros	(86,245)
Regalias	(50,323)
Total costos de producción	<u>(135,568)</u>
Gastos de exploración	(637)
Recuperación de deterioro de la propiedad, planta y equipos	-
Descuento del pasivo por taponamiento de pozos	(897)
Depreciación, agotamiento y amortización	(74,772)
Resultado de operación antes de impuesto	<u>118,462</u>
Impuesto sobre la renta	(35,539)
Resultado de las operaciones de petróleo y gas	<u>82,923</u>

Vista no tiene costos incurridos en entidades reconocidas bajo el método de participación durante los períodos mencionados anteriormente.

Reservas estimadas de petróleo y gas

Vista no tenía propiedad en los campos de petróleo y gas que son objeto de esta información antes del 4 de abril de 2018. Las reservas probadas al 31 de Diciembre de 2018 son reservas netas probadas a Vista.

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 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, 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 en el mercado de referencia disponibles en Argentina, Vista utilizó los precios promedio de gas realizados durante el año para determinar sus reservas de gas.

La estimación de los volúmenes técnicos de la Compañía al 31 de diciembre de 2018 fue auditada por Gaffney, Cline & Associates. 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,

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

Cline & Associates. 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 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.

Las siguientes tablas muestran las reservas probadas netas de petróleo (incluyendo crudo, condensado y gas natural) y reservas netas de gas natural al 31 de diciembre de 2018 al porcentaje de interés de Vista en sus respectivas concesiones:

Volumen técnico al 31 de diciembre de 2018			
Categorías de reservas	Petróleo crudo, condensado y gas natural licuado	Gas natural	Gas natural
	(millones de barriles)	(billones de pies cúbicos)	(equivalentes a millones de barriles de petróleo)
PROBADAS Desarrolladas	27.1	103.4	18.4
PROBADAS No desarrolladas	7.1	28.2	5.0
Total reservas probadas (desarrolladas y no desarrolladas)	34.2	131.6	23.4

La siguiente tabla muestra la conciliación de los datos de reservas de la Compañía entre el 4 de abril de 2018 y el 31 de diciembre de 2018:

Reservas probadas (desarrolladas y no desarrolladas)	Petróleo crudo, condensado y gas natural licuado	Gas natural	Gas natural
	(millones de barriles)	(billones de pies cúbicos)	(equivalentes a millones de barriles de petróleo)
Incremento (disminución) atribuible a:			
Revisión 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⁾	35.6	109.9	19.5
Producción	(4.8)	(20.0)	(3.6)
Reservas al 31 de diciembre de 2018	34.2	131.6	23.4

(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.

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

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, líquidos de gas natural 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 VISTA. El impuesto a la renta 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 de US\$	Al 31 de diciembre de 2018
Flujos futuros de efectivo	2,714
Costos futuros de producción	(1,338)
Costos futuros de desarrollo y abandono	(258)
Impuesto sobre la renta futuro	(267)
Flujos de efectivos descontados netos	851
10% de descuento anual	(243)
Medida estandarizada de flujos de efectivo futuros descontados (netos)	608

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 finalizado el 31 de diciembre de 2018:

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

Millones de US\$	Para el periodo finalizado el 31 de diciembre de 2018
Medida estandarizada de flujos de efectivo netos futuros descontados al inicio del año	124
Variación neta en precios de venta y costos de producción relacionados con la producción futura ⁽¹⁾	188
Variación neta en costos estimados de desarrollo futuro ⁽²⁾	(145)
Variación neta por revisiones en estimaciones de cantidad ⁽³⁾	35
Variación neta por extensiones, descubrimientos y mejoras ⁽⁴⁾	16
Acumulación de descuento	14
Variación neta por compras y ventas de minerales en el lugar ⁽⁵⁾	385
Otros	16
Ventas de petróleo crudo, GLN y gas natural producido, neto de los costos de producción	(67)
Costos de Desarrollo estimados previamente incurridos	99
Variación neta en el impuesto a las ganancias ⁽⁶⁾	(57)
Variación en la medida estandarizada de los flujos de efectivo futuros descontados del año	485
Medida estandarizada de los flujos de efectivo futuros descontados al final del año	608

⁽¹⁾ Principalmente impulsado 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 van 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 del desarrollo) para el período comprendido entre el 4 de abril y el 31 de diciembre de 2018.

⁽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.

⁽⁴⁾ Debido al inicio del desarrollo de la formación Vaca Muerta en Bajada del Palo Oeste.

⁽⁵⁾ Debido a la adquisición de: APCO, la participación no controladora en PELS A, y Medanito-25 de Mayo y Jagüel de los Machos para el período del 4 de abril al 31 de diciembre de 2018.

⁽⁶⁾ Debido a un aumento de las entradas de efectivo esperadas para el período del 4 de abril al 31 de diciembre de 2018. Debido a un cambio en la tasa de impuesto a la renta que fue introducido por la reforma fiscal mencionada anteriormente y una reducción de las entradas de efectivo esperadas para el período del 1 de enero de 2017 al 31 de diciembre de 2017. Dicha reforma fiscal reduce el impuesto sobre la renta 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 al 25% para los ejercicios que comienzan desde el 1 de enero de 2020.

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.

El 13 de febrero de 2019, la Compañía completó la venta de 5,500,000 de 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, período de ejercicio que comenzó el 15 de agosto de 2018, tres de los cuales se pueden ejercer para comprar una acción serie A un precio de 11.50 por acción.



Los suscritos manifestamos bajo protesta de decir verdad que, en el ámbito de nuestras respectivas funciones, preparamos la información relativa a Vista Oil & Gas, S.A.B. de C.V. y subsidiarias contenida en los estados financieros anuales consolidados al 31 de diciembre de 2018 y por el año terminado el 31 de diciembre de 2018 y los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2017 y por el periodo del 22 de marzo al 31 de diciembre de 2017, 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 estos estados financieros o que los mismos contengan información que pudiera inducir a error a los inversionistas.

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

Miguel Matías Galuccio
Director General

Pablo Manuel Vera Pinto
Director de Finanzas

Javier Rodríguez Galli
Director Jurídico



Para efectos de lo dispuesto en el Artículo 32 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 (según las mismas hayan sido reformadas en cualquier momento; la “Circular Única de Auditores Externos”), los suscritos manifestamos bajo protesta de decir verdad y en el ámbito de nuestras respectivas funciones, lo siguiente:

- (i) que hemos revisado la información financiera presentada en los estados financieros básicos consolidados dictaminados de Vista Oil & Gas, S.A.B. de C.V. (la “Emisora”) y subsidiarias al 31 de diciembre de 2018 y por el año terminado el 31 de diciembre de 2018 y estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2017 y por el período del 22 de marzo al 31 de diciembre de 2017 (los “Estados Financieros Básicos Dictaminados”) a los que se refiere la Circular Única de Auditores Externos;
- (ii) que los Estados Financieros Básicos Dictaminados no contienen información sobre hechos falsos, así como que no hemos omitido algún hecho o evento relevante, que sea de nuestro conocimiento, que pudiera resultar necesario para su correcta interpretación a la luz de las disposiciones bajo las cuales fueron preparados;
- (iii) que los Estados Financieros Básicos Dictaminados y la información adicional a éstos, presentan razonablemente en todos los aspectos importantes la situación financiera y los resultados de las operaciones de la Emisora;
- (iv) que se han establecido y mantenido controles internos, así como procedimientos relativos a la revelación de información financiera relevante de la Emisora;
- (v) que se han diseñado controles internos con el objetivo de asegurar que los aspectos importantes y la información relacionada con la Emisora, subsidiarias, asociadas, entidades con las que realice acuerdos con control conjunto o personas morales que pertenezcan al mismo Grupo Empresarial se hagan del conocimiento de la administración;
- (vi) que hemos revelado al Despacho, al Auditor Externo Independiente y, en su caso, al Comité de Auditoría de la Emisora, mediante comunicaciones oportunas, las deficiencias significativas detectadas en el diseño y operación del control interno que pudieran afectar de manera adversa, entre otras, a la función de registro, proceso y reporte de la información financiera; y



- (vii) que hemos revelado al Despacho, al Auditor Externo Independiente y, en su caso, al Comité de Auditoría de la Emisora, cualquier presunto fraude o irregularidad que sea de su conocimiento e involucre a la administración o a cualquier otro empleado que desempeñe un papel importante, relacionado con los controles internos.

Los términos escritos con mayúscula inicial no definidos expresamente en la presente declaración tendrán el significado que a los mismos se les atribuye en la Circular Única de Auditores Externos.

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

Miguel Matías Galuccio
Director General

Pablo Manuel Vera Pinto
Director de Finanzas

Javier Rodríguez Galli
Director Jurídico

29 de abril de 2019

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 consolidados que contiene el presente reporte anual de Vista Oil & Gas, S.A.B. de C.V., por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2018 y 2017, fueron dictaminados con fecha de 29 de marzo de 2019 y 3 de abril de 2018, respectivamente, de conformidad con las Normas Internacionales de Auditoría.

Asimismo, el suscrito manifiesta que ha leído el presente reporte anual 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 consolidados dictaminados señalados en el párrafo anterior, ni de información que haya sido omitida o falseada en este reporte anual 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 reporte anual que no provenga de los estados financieros consolidados por él dictaminados.

Mancera, S.C.
Integrante de
Ernst & Young Global Limited



C.P.C. Juan Carlos Castellanos López
Socio y Apoderado Legal

25 de abril de 2019

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

Calle Volcán 150, piso 5,
Colonia Lomas de Chapultepec, Miguel Hidalgo,
Ciudad de México, México, C.P. 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 la Compañía y apoderado legal de Mancera, S.C., otorgo mi consentimiento para que Vista Oil & Gas, S.A.B. de C.V., incluya en la información anual o reporte anual, a que hace referencia el artículo 33, fracción I, incisos a) y b), numeral 5 y I respectivamente, así como, el artículo 36, fracción I, inciso c) de la Circular Única de Emisoras y 39 de la Circular Única de Auditores Externos, el dictamen sobre los estados financieros que al efecto emití correspondiente al ejercicio social concluido el 31 de diciembre de 2018 y 2017. Lo anterior, en el entendimiento de que previamente me cercioraré de que la información contenida en los estados financieros incluidos en la información anual o reporte anual 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
Socio y Apoderado Legal

29 de Marzo de 2019.

Vista Oil & Gas, S.A.B. de C.V.
Paseo de la Reforma No. 243, Piso 18,
Cuauhtémoc, Cuauhtémoc,
Código Postal 6500.

Para los efectos de lo requerido por el artículo 37 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 financiero básicos (las "Disposiciones" o "CUAE"), sobre el cumplimiento de Mancera, S.C. (EY México), el equipo de auditoría y el Auditor Externo Independiente, con respecto a lo previsto en el artículo 6, y con la finalidad de que Vista Oil & Gas, S.A.B. de C.V. (Compañía) y su Comité de Auditoría den cumplimiento con sus obligaciones establecidas en la citada CUAE respecto de verificar que tanto Mancera, S.C., el equipo de auditoría y el Auditor Externo Independiente, se apegan a los requisitos de independencia, manifiesto bajo protesta de decir verdad que tanto Mancera, S.C., las personas que integran el equipo de auditoría asignado a este proyecto de servicios de auditoría externa de Estados Financieros Básicos de la Compañía por el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2018 conforme al contrato de prestación de servicios con fecha 16 de julio de 2018 celebrado entre Mancera, S.C. y la Compañía (Carta Convenio) y quien suscribe este documento en mi carácter de Auditor Externo Independiente y apoderado legal de Mancera, S.C., que a la fecha de celebración de la Carta Convenio, durante el desarrollo de la auditoría externa y hasta la emisión del informe de Auditoría Externa y de los comunicados y opiniones señalados en el artículo 15 de la CUAE (descritos en el apartado 16 de la Carta Convenio), cumplimos con los requisitos descritos más adelante:

1. Mancera, S.C., las personas que integran el equipo de auditoría y quien suscribe este documento en mi carácter de Auditor Externo, somos independientes y cumplimos con los supuestos a que se refieren las fracciones I a XI del artículo 6 de la CUAE, según se describe a continuación:

- I. *“Los ingresos que percibe Mancera, S.C., provenientes de la Compañía o, de su controladora, subsidiarias, asociadas, entidades con las que realicen acuerdos con control conjunto o las personas morales que pertenezcan al mismo Grupo Empresarial o Consorcio derivados de la prestación de los servicios, no representan en su conjunto el 10 % o más de los ingresos totales de Mancera, S.C., durante el año inmediato anterior al ejercicio auditado al 31 de diciembre de 2018.*
- II. *Ni Mancera, S.C., ni el suscrito en mi carácter de Auditor Externo Independiente de la Compañía ni ningún socio o miembro del Equipo de Auditoría, ha sido cliente o proveedor importante de la Compañía o, de su controladora, subsidiarias, asociadas, entidades con las que realicen acuerdos con control conjunto o personas morales que pertenezcan al mismo Grupo Empresarial o Consorcio, durante el año inmediato anterior al ejercicio auditado al 31 de diciembre de 2018.*

Se considera que un cliente o proveedor es importante cuando sus ventas o compras a la Compañía o, a su controladora, subsidiarias, asociadas, entidades con las que realicen acuerdos con control conjunto o personas morales que pertenezcan al mismo Grupo Empresarial o Consorcio, representen en su conjunto el 10 % o más de sus ventas totales o, en su caso, compras totales.

- III. *Ni el suscrito ni algún socio de Mancera, S.C., no son y no fuimos durante el año inmediato anterior a mi designación como Auditor Externo Independiente, consejero, director general o empleado que ocupe un cargo dentro de los dos niveles inmediatos inferiores a este último en la Compañía, en su controladora, subsidiarias, asociadas, entidades con las que realicen acuerdos con control conjunto o personas morales que pertenezcan al mismo Grupo Empresarial o Consorcio.*
- IV. *Ni Mancera, S.C., ni el suscrito ni ningún socio o miembro del Equipo de Auditoría, ni en su caso el cónyuge, concubina, concubinario o dependiente económico de las personas físicas anteriores, tenemos inversiones en acciones o títulos de deuda emitidos por la Compañía o, en su caso, por su controladora, subsidiarias, asociadas, entidades con las que realicen acuerdos con control conjunto o personas morales que pertenezcan al mismo Grupo Empresarial o Consorcio, ni tenemos títulos de crédito que representen dichos valores o derivados que los tengan como subyacente, salvo que se trate de depósitos a plazo fijo, incluyendo certificados de depósito retirables en días preestablecidos, aceptaciones bancarias o pagarés con rendimiento liquidable al vencimiento, siempre y cuando estos sean contratados en condiciones de mercado.*

Lo previsto en esta fracción, no es aplicable a:

- a) *La tenencia en acciones representativas del capital social de fondos de inversión de renta variable y en instrumentos de deuda.*
 - b) *La tenencia en acciones representativas del capital social de una sociedad anónima, inscritas en el Registro Nacional de Valores a cargo de la Comisión, a través de fideicomisos constituidos para ese único fin en los que no intervengan en las decisiones de inversión o bien en títulos referidos a índices o canastas de acciones o en títulos de crédito que representen acciones del capital social de dos o más sociedades anónimas emitidos al amparo de fideicomisos.*
- V. *Ni Mancera, S.C. y ni el suscrito, ni ningún socio o miembro del Equipo de Auditoría, ni en su caso, el cónyuge, concubina, concubinario o dependiente económico de las personas físicas anteriores, mantienen con la Compañía o, con su controladora, subsidiarias, asociadas, entidades con las que realicen acuerdos con control conjunto o personas morales que pertenezcan al mismo Grupo Empresarial o Consorcio, deudas por préstamos o créditos de cualquier naturaleza, salvo que se trate de adeudos por tarjeta de crédito, por financiamientos destinados a la compra de bienes de consumo duradero por créditos hipotecarios para adquisición de inmuebles y por créditos personales y de nómina, siempre y cuando sean otorgados en condiciones de mercado.*
- VI. *En su caso, la Compañía, su controladora, subsidiarias, asociadas, entidades con las que realicen acuerdos con control conjunto o personas morales que pertenezcan al mismo Grupo Empresarial o Consorcio, no tienen inversiones en Mancera, S.C.*
- VII. *En su caso, ni Mancera, S.C. ni el suscrito en mi carácter de Auditor Externo Independiente, ni ningún socio o miembro del Equipo de Auditoría proporciona a la Compañía, adicionalmente al de auditoría externa de Estados Financieros Básicos conforme a la Carta Convenio, cualquiera de los servicios siguientes:*
- a) *Preparación de los Estados Financieros Básicos incluyendo sus notas, así como de la contabilidad de la Compañía, de su controladora, subsidiarias, asociadas, entidades con las que realicen acuerdos con control conjunto o personas morales que pertenezcan al mismo Grupo Empresarial o Consorcio, así como de los datos que utilice como soporte para elaborar los mencionados Estados Financieros Básicos, sus notas o alguna partida de estos y cualquier otro tipo de servicio que tenga por objeto la preparación de dichos estados financieros.*

- b) *Operación, directa o indirecta, de los sistemas de información financiera, o bien, administración de su infraestructura tecnológica que esté relacionada con sistemas de información financiera.*
- c) *Diseño o implementación de controles internos sobre información financiera, así como de políticas y procedimientos para la administración de riesgos.*
- d) *Supervisión, diseño o implementación de los sistemas informáticos, sea hardware o software, que concentren datos que soportan los Estados Financieros Básicos o generen información significativa para la elaboración de estos.*
- e) *Valuaciones, avalúos o estimaciones, excepto aquellos relacionados con estudios de precios de transferencia para fines fiscales o que no formen parte de la evidencia que soporta la auditoría externa de Estados Financieros Básicos.*
- f) *En su caso, administración de la Compañía, temporal o permanente, participando en las decisiones.*
- g) *Auditoría interna.*
- h) *Reclutamiento y selección de personal para que ocupen cargos de director general o de los dos niveles inmediatos inferiores al de este, o cualquier persona cuyo puesto le permita ejercer influencia sobre la preparación de los registros contables o de los Estados Financieros Básicos sobre los que en mi carácter Auditor Externo Independiente he de expresar una opinión.*
- i) *Contenciosos ante tribunales, o cuando Mancera, S.C., o en mi carácter de Auditor Externo Independiente o algún socio o empleado del Despacho, cuenten con poder general con facultades de dominio, administración o pleitos y cobranzas otorgado por la Compañía.*
- j) *Elaboración de opiniones que, conforme a las leyes que regulan el sistema financiero mexicano, requieran ser emitidas por licenciados en derecho.*

- k) *Cualquier servicio prestado cuya documentación podría formar parte de la evidencia que soporta la auditoría externa de Estados Financieros Básicos o cualquier otro servicio que implique o pudiera implicar conflictos de interés respecto al trabajo de auditoría externa de Estados Financieros Básicos, conforme a lo señalado en los códigos de ética a que hace referencia la fracción X del artículo 6 de la CUAE.*
- VIII. *Los ingresos que Mancera, S.C. percibe por auditar los Estados Financieros Básicos de la Compañía, no dependen del resultado de la propia auditoría o del éxito de cualquier operación realizada por la Compañía que tenga como sustento el Informe de Auditoría Externa.*
- IX. *Mancera, S.C. no tiene cuentas por cobrar vencidas con la Compañía por honorarios provenientes de servicios de auditoría o por algún otro servicio que ya se haya prestado a la Compañía, a la fecha de emisión del Informe de Auditoría.*
- X. *Ni Mancera, S.C., ni en mi carácter de Auditor Externo Independiente ni ningún socio o miembro del Equipo de Auditoría, se ubica en alguno de los supuestos que prevé el código de ética profesional emitido por el Instituto Mexicano de Contadores Públicos, A.C., o en alguno de los supuestos contemplados en el Código de Ética emitido por la Federación Internacional de Contadores, "International Federation of Accountants", como causales de parcialidad en el juicio para expresar su opinión, siempre que dichos supuestos sean más restrictivos a los contenidos en las Disposiciones.*
- XI. *Mancera, S.C. y el que suscribe no identificaron amenazas que no se reducen a través de salvaguardas a un nivel aceptable para prestar el servicio de auditoría externa, conforme a los códigos de ética a que hace referencia la fracción X del artículo 6 de la CUAE.*
- XII. *Mancera, S. C. y el que suscribe, nos obligamos a conservar la información que ampare el cumplimiento de los requisitos de independencia descritos anteriormente, físicamente o a través de imágenes en formato digital, en medios ópticos o magnéticos, por un plazo mínimo de cinco años contados a partir de que se concluya la auditoría.*

Mancera, S.C. y el que suscribe este documento en mi carácter de Auditor Externo Independiente y Apoderado Legal de Mancera, S.C., somos responsables del cumplimiento de los requisitos de independencia a que hacen referencia las disposiciones que se indican en esta manifestación, de acuerdo con el artículo 6 de la CUAE.

El que suscribe este documento en mi carácter de Auditor Externo Independiente, a la fecha de celebración de la Carta Convenio celebrada entre Mancera, S.C., y la Compañía, durante el desarrollo de la auditoría externa de Estados Financieros Básicos por el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2018 y hasta la emisión del informe de Auditoría Externa, así como, de los Comunicados y Opiniones señalados en el artículo 15 de la CUAE no identifiqué amenazas a la independencia, de acuerdo con lo descrito en el artículo 6 de la CUAE."

Mancera, S.C.
Integrante de
Ernst & Young Global Limited



C.P.C. Juan Carlos Castellanos López
Socio y apoderado legal

29 de Marzo de 2019

Vista Oil & Gas, S.A.B. de C.V.
Paseo de la Reforma No. 243, Piso 18,
Cuauhtémoc, Cuauhtémoc,
Código Postal 6500

Para los efectos de lo requerido por el artículo 37 de la CUAE sobre el cumplimiento del Auditor Externo Independiente con lo previsto en los artículos 4 y 5 de la CUAE y con la finalidad de que Vista Oil and Gas, S.A.B de C.V ("la Compañía") y su Comité de Auditoría den cumplimiento con sus obligaciones establecidas en la citada CUAE, respecto de verificar que el Auditor Externo Independiente se apega a la misma, manifiesto bajo protesta de decir verdad en mi carácter de Auditor Externo Independiente y apoderado legal de Mancera, S.C. (EY México), que a la fecha de celebración del contrato de prestación de servicios con fecha 16 de julio de 2018 celebrado entre Mancera, S.C. y la Compañía (Carta Convenio), durante el desarrollo de la auditoría de estados financieros básicos de la Compañía por el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2018 y hasta la emisión del Informe de Auditoría Externa, así como de los otros comunicados y opiniones señalados en el artículo 15 de la CUAE (los cuales se describen en apartado 16 de la carta convenio), cumpla con los requisitos a que se refieren los artículos 4 y 5 (los cuales se describen a continuación).

Requisitos:

1. Soy Licenciado en Contaduría y cuento con cédula profesional No. 7178360 expedida en 1996 por la Secretaría de Educación Pública a través de la Dirección General de Profesiones.
2. Soy socio(a) de Mancera, S.C., Firma contratada por la Compañía, para prestar los servicios de auditoría externa de Estados Financieros Básicos y que cumple con lo previsto en los artículos 9 y 10 de la CUAE relativo al sistema de control de calidad, del cual conserva la evidencia documental de su implementación. Consecuentemente cumpla con la Fracción I del Artículo 4. Asimismo, la Firma participa en un programa de evaluación de calidad que se ajusta a los requisitos que se contemplan en el artículo 12 de la CUAE.

2.

3. Cuento con registro certificación No. 15757, vigente como contador público, expedida por el Instituto Mexicano de Contadores Públicos, consecuentemente cumpla con la Fracción II del Artículo 4. Asimismo, Mancera, S.C. cuenta con registro No. 01555, vigente expedido por la Administración General de Auditoría Fiscal Federal del Servicio de Administración Tributaria.
4. Cuento con experiencia profesional de 17 años en labores de auditoría externa, consecuentemente cumpla con lo previsto en la Fracción III del Artículo 4.
5. Soy independiente en términos del artículo 5 Fracción I y del artículo 6 de la CUAE.
6. No he sido expulsado, ni me encuentro suspendido de mis derechos como miembro del Colegio de Contadores Públicos de México, asociación profesional a la que pertenezco, consecuentemente cumpla con lo previsto en el Artículo 5 Fracción II.
7. No he sido condenado por sentencia irrevocable por delito patrimonial o doloso que haya ameritado pena corporal, consecuentemente cumpla con la Fracción III del Artículo 5.
8. No estoy inhabilitado para ejercer el comercio o para desempeñar un empleo, cargo o comisión en el servicio público o en el sistema financiero mexicano, así como no he sido declarado en quiebra o concurso mercantil, en consecuencia no se ha requerido que haya sido rehabilitado para estos efectos, consecuentemente cumpla con la Fracción IV del Artículo 5.
9. No tengo antecedentes de suspensión o cancelación de alguna certificación o registro que para fungir como Auditor Externo Independiente se requiera, por causas imputables al que suscribe y que hayan tenido su origen en conductas dolosas o de mala fe, consecuentemente cumpla con lo requerido en la Fracción V del Artículo 5.
10. No he sido, ni he tenido ofrecimiento para ser consejero o directivo de la Compañía o, de su controladora, subsidiarias, asociadas, entidades con las que realicen acuerdos con control conjunto o personas morales que pertenezcan al mismo Grupo Empresarial o Consorcio, consecuentemente cumpla con lo requerido en la Fracción VI del Artículo 5.
11. No he tenido litigio alguno con la Compañía o, con su controladora, subsidiarias, asociadas, entidades con las que realicen acuerdos con control conjunto o personas morales que pertenezcan al mismo Grupo Empresarial o Consorcio, consecuentemente cumpla con lo requerido en la Fracción VII del Artículo 5.

12. En mi carácter de Auditor Externo Independiente, otorgó mi consentimiento para proporcionar a la Comisión Nacional Bancaria y de Valores (CNBV), la información que está me requiera, a fin de verificar mi cumplimiento con los requisitos señalados anteriormente.
13. Mancera, S. C. y yo en mi carácter de Auditor Externo Independiente, nos obligamos a conservar la información que ampare el cumplimiento de los requisitos personales y profesionales descritos anteriormente, físicamente o a través de imágenes en formato digital, en medios ópticos o magnéticos, por un plazo mínimo de cinco años contados a partir de que se concluya la auditoría.
14. He participado en la realización de la auditoría de estados financieros básicos de la Compañía, en mi carácter de Auditor Externo Independiente durante 2 años. Asimismo, Mancera, S.C. ha prestado servicios de auditoría de estados financieros básicos para la compañía, durante 2 años.

Con base en lo anterior, a la fecha de celebración de la Carta Convenio entre Mancera, S.C. y la Compañía, durante el desarrollo de la auditoría externa de Estados Financieros Básicos de la Compañía por el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2018 y hasta la emisión del Informe de Auditoría Externa, así como, de los otros Comunicados y Opiniones señalados en el artículo 15 de la CUAE, no me coloque en algún supuesto de incumplimiento con los requisitos personales y profesionales, de acuerdo con lo indicado en los artículos 4 y 5 de la CUAE.

Mancera, S.C.
Integrante de
Ernst & Young Global Limited



C.P.C. Juan Carlos Castellanos López
Socio y Apoderado legal



Informe Anual del Comité de Auditoría 2018



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 periodo 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.



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 B

REPORTE DE RESERVAS D&M

DEGOLYER AND MACNAUGHTON
5001 SPRING VALLEY ROAD
SUITE 800 EAST
DALLAS, TEXAS 75244

El siguiente es una copia del reporte de DeGolyer and MacNaughton.

Este documento está destinado a dar una manifestación de ciertos datos en el reporte sobre el tema y, como tal están sujetos a las condiciones del mismo. La información y los datos contenidos en este documento pueden estar sujetos a malas interpretaciones; por lo tanto, la copia firmada de este reporte debe ser considerada como la única fuente autorizada de dicha información.



DEGOLYER AND MACNAUGHTON
5001 SPRING VALLEY ROAD
SUITE 800 EAST
DALLAS, TEXAS 75244

1 de febrero de 2021

Vista Oil & Gas S.A.B. de C.V.
Calle Volcán 150, Piso 5
Colonia Lomas de Chapultepec, Alcaldía Miguel Hidalgo
Ciudad de México, 1100
México

Damas y Caballeros:

De acuerdo con su solicitud, este reporte de un tercero presenta una evaluación independiente, al 31 de diciembre de 2020, de la magnitud de las estimaciones de reservas probadas de aceite, condensado, líquidos de gas natural (LGN) y gas de ciertas propiedades en las que Vista Oil & Gas S.A.B. de C.V. (Vista) ha representado que posee participaciones. Esta evaluación se completó el 1 de febrero de 2021. Las propiedades evaluadas en este documento se encuentran en la cuenca Neuquina y en la cuenca del Noroeste, en Argentina. Vista ha representado que estas propiedades representan aproximadamente el 99.8 por ciento sobre una base de barriles equivalentes de las reservas netas probadas de Vista al 31 de diciembre de 2020. Las estimaciones de reservas netas probadas se han preparado de acuerdo con las definiciones de reservas de las Reglas 4–10(a) (1)–(32) de la Regulación S–X de la Comisión de Bolsa y Valores de los Estados Unidos (SEC siglas en inglés). Este reporte fue preparado de acuerdo con las directrices especificadas en el Artículo 1202 (a)(8) de la Regulación S–K y es una traducción al español del documento en inglés para ser utilizado por Vista para su inclusión en ciertas presentaciones a la SEC. Este documento en idioma español no puede ser presentado a la SEC.

Las reservas estimadas en este reporte están expresadas como reservas netas. Las reservas brutas se definen como el estimado total de aceite remanente que queda por producir de estas propiedades después del 31 de diciembre de 2020. Las reservas netas se definen como la porción de reservas brutas atribuibles a la participación de Vista después de deducir las participaciones de otros.

Las estimaciones de reservas deben ser consideradas únicamente como estimaciones que pueden cambiar a medida que se amplía la historia de producción y se obtenga información adicional. Las estimaciones no solamente están basadas en la información actualmente disponible, sino que además están sujetas a las incertidumbres inherentes en la aplicación de criterios y juicios durante la interpretación de tal información.

La información utilizada en la preparación de este reporte se obtuvo por parte de Vista. Para la preparación de este reporte hemos confiado, sin verificación independiente, sobre información proporcionada por Vista con respecto a las participaciones de las propiedades evaluadas, producción de dichas propiedades, costos actuales de operación y desarrollo, precios actuales de producción, acuerdos vigentes relacionados con operaciones actuales y futuras, ventas de la producción, y demás informaciones y datos que fueron aceptados tal como fueron representados. Para el propósito de este reporte no se consideró necesaria una inspección física de los campos.

Definición de Reservas

Las reservas de aceite incluidas en este reporte están clasificadas como probadas. En este reporte solamente se evaluaron reservas probadas. Las clasificaciones de reservas que se usan están en conformidad con las definiciones de reservas de las reglas 4–10(a) (1)–(32) de la Regulación S–X de la SEC. Se juzga que las reservas deben ser económicamente producibles en el futuro, de reservorios conocidos, bajo las condiciones económicas y operativas existentes, asumiendo la continuidad de la regulación actual, y usando métodos de producción y equipos convencionales. En el análisis de curvas de declinación las reservas fueron estimadas sólo hasta el caudal económico de producción bajo las condiciones económicas y operativas existentes usando precios y costos consistentes con la fecha de este reporte, incluyendo consideraciones de cambios en los precios existentes solamente por acuerdos contractuales pero sin incluir escalaciones basadas en condiciones futuras. Las reservas de hidrocarburos están clasificadas como sigue:

Reservas probadas de aceite y gas – Las reservas probadas de aceite y gas son aquellas cantidades de aceite y gas que mediante análisis de geociencias y datos de ingeniería pueden estimarse con razonable certeza que son económicamente producibles – de una fecha en adelante, de reservorios conocidos, bajo condiciones económicas,

métodos operativos y regulaciones gubernamentales existentes – antes de la fecha de expiración de los derechos de operación, a menos que haya una indicación evidente de que una renovación es certeramente razonable, sea que los métodos usados para la estimación sean determinísticos o probabilísticos. El proyecto para la extracción de los hidrocarburos debe haber comenzado o el operador debe estar razonablemente seguro que iniciará el proyecto dentro de un tiempo razonable.

(i) El área del reservorio considerado como probado incluye:

(A) El área identificada por perforación y limitada por contactos de fluidos, si son conocidos y (B) Porciones adyacentes no perforadas del reservorio que puedan juzgarse ser continuas a ella y que contienen aceite o gas producibles económicamente basado en datos disponibles de geociencia e ingeniería.

(ii) En ausencia de datos sobre contactos de fluidos, las cantidades probadas en un reservorio están limitadas por el hidrocarburo más bajo conocido (HMBC) como sea visto por penetración en un pozo a menos que por geociencia, ingeniería o datos de comportamiento se establezca con razonable certeza un contacto más bajo.

(iii) Cuando por observación directa de penetraciones de pozos se haya definido una profundidad de aceite más alto conocida (PMAC) y existe potencial de un casquete de gas, podrán asignarse reservas probadas de aceite sólo si datos de geociencia, ingeniería o comportamiento y tecnología confiable establezca con razonable certeza un contacto más alto.

(iv) Se incluyen en la clasificación probada, reservas que pueden producirse económicamente mediante la aplicación de técnicas de recuperación asistida (incluyendo pero no limitadas a inyección de fluidos) cuando:

(A) Una prueba exitosa mediante un proyecto piloto en un área del reservorio con propiedades no más favorables que en el reservorio en su totalidad, la operación de un programa instalado en el reservorio o en un reservorio análogo, u otra evidencia usando tecnología confiable, establezca la razonable

certeza del análisis de ingeniería en el cual fue basado el proyecto o programa; y (B) El proyecto ha sido aprobado para su desarrollo por todas las partes y entidades, incluyendo entidades gubernamentales.

(v) Las condiciones económicas existentes incluyen precios y costos bajo los cuales la producibilidad económica de un reservorio debe ser determinada. El precio deberá ser el precio promedio durante el período de 12 meses anterior al período cubierto por el reporte, determinado como el promedio aritmético no ponderado de los precios del primer día de cada mes dentro de tal período, a menos que los precios estén definidos mediante acuerdos contractuales, excluyendo escaladas basadas en condiciones futuras.

Reservas desarrolladas de aceite y de gas – Las reservas desarrolladas de aceite y de gas son reservas de cualquier categoría que se espera serán recuperadas:

(i) A través de pozos existentes con equipos y métodos operativos existentes o en el cual el costo del equipo requerido sea relativamente menor que el costo de un pozo nuevo; y

(ii) A través de equipos de extracción instalados e infraestructura operacional al instante de la estimación de las reservas si la extracción no involucra un pozo.

Reservas no desarrolladas de aceite y de gas – Reservas no desarrolladas de aceite y de gas, son reservas de cualquier categoría que se esperan ser recuperadas con pozos nuevos en áreas no perforadas o de pozos existentes donde se requiera un costo relativamente mayor para reacondicionamiento.

(i) Reservas en el área no perforada, deben estar limitadas a aquellas áreas directamente adyacentes a distancia de espaciamiento de desarrollo que tengan una razonable certeza de producción, a menos que el uso de tecnología confiable existente establezca, con razonable certeza, productividad económica a distancias mayores.

(ii) Ubicaciones no perforadas pueden ser clasificadas con reservas no desarrolladas sólo si existe un plan de desarrollo indicando que dichas perforaciones están programadas para ser perforadas dentro de los próximos cinco años, a menos que circunstancias específicas justifiquen un tiempo más largo.

(iii) Bajo ninguna circunstancia deberán estimarse reservas no desarrolladas atribuibles a un área para la cual se contempla la aplicación de inyección de fluido u otras técnicas de recuperación asistida, a menos que dichas técnicas hayan sido efectivamente probadas por proyectos existentes en el mismo reservorio o en reservorios análogos tal como se definen en [la sección 210.4-10 (a) Definiciones], o por otra evidencia usando tecnología confiable que establezca una certeza razonable.

Metodología y Procedimientos

Las estimaciones de reservas se prepararon usando métodos estándar de geología e ingeniería con las definiciones de reservas de las Reglas 4–10(a) (1)–(32) de la Regulación S–X de la SEC y que son generalmente aceptadas por la industria petrolera como presentado en las publicaciones de la Sociedad de Ingenieros en Petróleo (SPE siglas en inglés) titulada “Standards Pertaining to the Estimating and Auditing of Oil and Gas Reserves Information (revised June 2019) Approved by the SPE Board on 25 June 2019” y en la Monografía 3 y la Monografía 4 publicadas por la Sociedad de Ingenieros Evaluadores de Petróleo (SPEE siglas en inglés). El método o combinación de métodos usados en el análisis de cada reservorio fueron ajustados de acuerdo a la experiencia con reservorios similares, fase del desarrollo, calidad e integridad de datos básicos y la producción histórica.

Basados en la etapa actual de desarrollo del campo, el comportamiento de la producción, los planes de desarrollo proporcionados por Vista y los análisis de las áreas adyacentes a pozos existentes con datos de ensayos o producción, las reservas fueron clasificadas como probadas. Las estimaciones de las reservas no desarrolladas fueron basadas en oportunidades identificadas en el plan de desarrollo proporcionado por Vista.

Vista ha representado que su alta gerencia está comprometida con el plan de desarrollo proporcionado por Vista y que Vista posee la capacidad financiera de

ejecutar el plan de desarrollo, incluyendo la perforación y terminación de pozos y la instalación de equipamiento y facilidades.

Para los reservorios de mecanismos volumétricos (depletion-type reservoirs, en inglés) o aquellos cuya historia de producción muestra tendencias confiables a la disminución en la tasa de producción u otras características de diagnóstico, las reservas fueron estimadas bajo la aplicación de curvas de declinación correspondientes, u otras relaciones de análisis de comportamiento. En los análisis de curvas de declinación de producción, las reservas se estimaron únicamente hasta los límites de producción económica como definidos en la sección de Definición de Reservas de este reporte o el vencimiento de la fecha de la concesión, lo que ocurra primero.

En ciertos casos, las reservas fueron estimadas incorporando elementos de analogía con pozos o reservorios similares para los que existían datos más completos.

En la evaluación de las reservas desarrolladas no produciendo y no desarrolladas, se realizaron análisis de pozo tipo usando información de reservorios análogos para los cuales se disponía de datos de producción históricos más completos.

En la evaluación de reservorios no convencionales se utilizó una metodología basada en el análisis del comportamiento de la producción integrando datos geológicos y de ingeniería apropiados. La metodología del análisis del comportamiento de la producción incluye principalmente (1) diagnósticos de producción, (2) análisis de curvas de declino y (3) análisis basados en modelos (según resulte necesario, en función de la disponibilidad de datos). Los diagnósticos de producción incluyen control de calidad de los datos, identificación de los regímenes de flujo y características del comportamiento de pozo. Estos análisis fueron realizados para todos los grupos de pozos (o áreas de pozo tipo).

Perfiles de declinación característicos obtenidos de la interpretación de los diagnósticos de producción fueron traducidos a perfiles de declinación hiperbólicos modificados, incluyendo uno o más valores de exponentes b seguidos por una declinación exponencial. En función de la disponibilidad de datos, análisis basados en modelos pueden haber sido integrados en la evaluación del comportamiento de la declinación a largo plazo, el efecto de parámetros dinámicos de reservorio y de fracturas en el comportamiento de pozo, y situaciones complejas debido a la naturaleza no convencional de los reservorios.

Datos proporcionados por Vista de pozos perforados al 31 de diciembre de 2020, y puestos a disposición para esta evaluación ha sido utilizados para preparar las estimaciones de las reservas presentadas en este reporte. Estas estimaciones de reservas se basaron en la consideración de datos de producción mensual disponibles solo hasta septiembre del 2020. La producción acumulada estimada al 31 de diciembre de 2020 se dedujo de la recuperación bruta final estimada para estimar las reservas brutas, esto requirió que la producción se estimara por un periodo de hasta 3 meses.

Las reservas de aceite y condensado estimadas en este reporte han de ser recuperados bajo la separación normal de campo. Las reservas de LGN estimadas en este reporte incluyen pentanos y fracciones más pesadas (C₅₊) así como gas licuado de petróleo (GLP) que consiste principalmente en fracciones de propano y butano y son el resultado de procesamientos de planta a baja temperatura. Las reservas de aceite, condensado, C₅₊ y GLP estimadas en este reporte están expresadas en miles de barriles (10³bbl). En estas estimaciones 1 barril es igual a 42 galones estadounidenses. Para efectos de reporte, las reservas de aceite y condensado han sido estimadas por separado y presentadas en este reporte como una cantidad agregada.

Las cantidades de gas estimadas en este reporte se expresan como gas comercial y gas para venta. El gas comercial se define como el gas total producido en el campo después de las mermas por la separación de campo, procesamiento incluyendo la remoción de los gases no hidrocarburo para cumplir con las especificaciones de las tuberías, quema y otras pérdidas pero sin incluir la merma por el gas de consumo. El gas para venta se define como el gas total que se va a producir de los reservorios medidos en el punto de entrega después de deducir el uso para combustible, quema y merma resultante de la separación y procesamiento. Las estimaciones de las reservas de gas se expresan a una temperatura base de 60 grados Fahrenheit (°F) y a una presión base de 14.696 libras por pulgada cuadrada absoluta (psia). Las reservas de gas presentadas en este reporte están expresadas en millones de pies cúbicos (10⁶ft³).

Las cantidades de gas se definen según el tipo de reservorio del cual se producen. Gas no asociado es gas a condiciones iniciales de reservorio sin la presencia de aceite en el mismo. Gas asociado incluye capa de gas (*gas-cap*) y gas en solución. Capa de gas es gas en condiciones iniciales de reservorio y está en comunicación con una zona inferior de aceite crudo. Gas en solución es gas disuelto en el aceite en condiciones iniciales de reservorio. Las cantidades de gas estimadas en este reporte incluyen gas asociado y gas no asociado.

Suposiciones Económicas Primarias

Este reporte ha sido preparado utilizando precios iniciales, gastos, inversiones y costos proporcionados por Vista en dólares de los Estados Unidos (U.S.\$). Los precios futuros fueron estimados bajo las directrices de la SEC y el Junta de Normas de Contabilidad Financiera (FASB siglas en inglés). Las siguientes suposiciones económicas fueron usadas para la estimación de los valores de ingresos presentados en este reporte:

Precios del Aceite, Condensado, C5+ y GLP

Vista ha representado que los precios del aceite, condensado, C₅₊ y GLP están basados en un precio de referencia, calculado como un precio promedio no ponderado del primer día del mes por cada mes durante los 12 meses previos al final del periodo reportado, a no ser que los precios sean definidos por acuerdos contractuales. Vista ha proporcionado diferenciales de un precio de referencia Brent de U.S.\$43.43 por barril y los precios se mantuvieron constantes después. El precio promedio ponderado por volumen atribuible a las reservas probadas fue de U.S.\$41.97 por barril de aceite, condensado y C₅₊ y de U.S.\$19.16 por barril de GLP. Estos precios no fueron escalados por inflación.

Precios del Gas

Vista ha representado que los precios del gas para las propiedades aquí evaluadas se encuentran definidos por acuerdos contractuales basados en condiciones específicas de mercado; adicionalmente, para ciertos volúmenes de gas Vista recibe pagos asociados con incentivos al precio de gas que es subsidiado por el gobierno argentino hasta 2024. El precio de venta de gas con incentivo es de U.S.\$3.29 por millón de unidades térmicas británicas (Btu) para 2021 hasta 2024. El precio de venta de gas para el resto de los volúmenes y a partir de 2025 es de U.S.\$2.03 por millón de Btu. Vista proporcionó un poder calorífico para cada concesión a fin de convertir estos precios a U.S.\$ por miles de pies cúbicos. El precio promedio

ponderado por volumen atribuible a las reservas probadas fue de U.S.\$2.81 por miles de pies cúbicos.

Gastos Operativos, Inversiones de Capital y Costos de Abandono

Las estimaciones de los gastos operativos, proporcionadas por Vista y basadas en gastos actuales, se mantuvieron constantes por la vida de las propiedades. Las futuras inversiones de capital fueron estimadas usando valores de 2020, proporcionados por Vista, y no se ajustaron por efectos de inflación. Los costos de abandono, los cuales son los costos asociados con la remoción de equipamiento, taponamiento de pozos, y recuperación y restauración asociados con el abandono, fueron proporcionados por Vista para todas las propiedades y no fueron ajustados por inflación. Las estimaciones de los gastos operativos, inversiones de capital y costos de abandono fueron considerados para determinar la viabilidad económica de las reservas no desarrolladas estimadas en este reporte.

En nuestra opinión, la información relacionada con las estimaciones de las reservas probadas de aceite, condensado, C₅₊, GLP y gas contenidos en este reporte han sido preparadas de acuerdo con los Párrafos 932-235-50-4, 932-235-50-6, 932-235-50-7, y 932-235-50-9 del documento “Accounting Standards Update 932-235-50, *Extractive Industries – Oil and Gas (Topic 932); Oil and Gas Reserve Estimation and Disclosures*” (enero 2010) del FASB y Reglas 4–10(a) (1)–(32) de la Regulación S–X y Reglas 302(b), 1201, 1202(a) (1), (2), (3), (4), (8), y 1203(a) de la Regulación S–K de la SEC; sin embargo, las estimaciones de las reservas probadas desarrolladas y probadas no desarrolladas no se presentan al principio del año.

En la medida en que las reglas, los reglamentos y las declaraciones enumerados anteriormente requieren determinaciones de naturaleza contable o legal, nosotros, como ingenieros, necesariamente no podemos expresar una opinión sobre si la información descrita anteriormente está en concordancia o es suficiente para tales requisitos.

Resumen y Conclusiones

Las reservas probadas netas estimadas, al 31 de diciembre de 2020, de las propiedades evaluadas en este documento se basaron en la definición de reservas probadas de la SEC y se resumen de la siguiente manera, expresadas en miles de barriles (10^3bbl) y en millones de pies cúbicos (10^6ft^3):

	Estimado por DeGolyer and MacNaughton				
	Reservas Probadas Netas				
	al				
	31 de diciembre de 2020				
	Aceite y	Gas	Gas para	C₅₊	GLP
	Condensado	Comercial	Venta	(10³bbl)	(10³bbl)
	(10³bbl)	(10⁶ft³)	(10⁶ft³)	(10³bbl)	(10³bbl)
Argentina					
Probada Desarrollada	36,473	86,128	66,802	304	863
Probada No Desarrollada	61,795	73,845	67,911	0	0
Probada Total	98,268	159,973	134,713	304	863

Mientras que la industria del petróleo y gas puede estar sujeta a cambios en la regulación cada cierto tiempo, los cuales pudieran afectar la capacidad de un participante en la industria para recuperar sus reservas, no tenemos conocimiento de ningún tipo de acciones gubernamentales que tienda a limitar la recuperación de las estimaciones de reservas al 31 de diciembre de 2020.

DEGOLYER AND MACNAUGHTON

DeGolyer and MacNaughton es una firma de consultoría de ingeniería de petróleo independiente que ha estado proporcionando servicios de consultoría de petróleo mundialmente desde 1936. Nuestros honorarios no están sujetos a los resultados de nuestra evaluación. Este reporte ha sido elaborado a petición de Vista. DeGolyer and MacNaughton ha utilizado todos los supuestos, procedimientos, datos y métodos que considere necesarias para elaborar este reporte.

Presentado,

DeGolyer and MacNaughton

DeGOLYER and MacNAUGHTON

Texas Registered Engineering Firm F-716



Federico Dordoni

Federico Dordoni, P.E.
Vicepresidente Senior
DeGolyer and MacNaughton

CERTIFICADO de CALIFICACION

Yo, Federico Dordoni, Ingeniero en Petróleo de DeGolyer and MacNaughton, 5001 Spring Valley Road, Suite 800 East, Dallas, Texas, 75244 U.S.A., certifico por la presente:

1. Que soy Vicepresidente Senior de DeGolyer and MacNaughton, firma que preparó el reporte de tercero independiente dirigido a Vista con fecha del 1 de febrero de 2021, y que yo, como Vicepresidente, fui responsable de la preparación de este informe.
2. Que asistí al Instituto Tecnológico de Buenos Aires (ITBA) y que me gradué con un diploma de grado en Ingeniería en Petróleo en el año 2004; que soy un ingeniero profesional registrado en el estado de Texas; que soy miembro de la Sociedad de Ingenieros en Petróleo (SPE siglas en inglés) y de la Sociedad de Ingenieros Evaluadores de Petróleo (SPEE siglas en inglés); y que tengo mas de 16 años de experiencia en estudios de yacimientos de petróleo y gas y evaluaciones de reservas.



Federico Dordoni

Federico Dordoni, P.E.
Vicepresidente Senior
DeGolyer and MacNaughton



ANEXO C

REPORTE DE RESERVAS NSI

5 de febrero de 2021

Sr. Alex García
 Vista Oil & Gas Holding II S.A. de C.V.
 Volcán 150, Torre Virreyes, Piso 5
 Col. Lomas de Chapultepec, C.P. 11000
 Del. Miguel Hidalgo, Ciudad de México, México

Estimado Sr. García:

De conformidad con su solicitud, hemos estimado las reservas probadas desarrolladas y los ingresos futuros, a partir del 31 de diciembre del 2020, con base en la participación de Vista Oil & Gas Holding II S.A. de C.V. (Vista II), un subsidiario de Vista Oil & Gas SAB de C.V., en ciertas propiedades de aceite y gas ubicadas en los bloques A-10 y CS-01 en el estado de Tabasco, México. Completamos nuestra evaluación en la fecha de esta carta o una fecha cercana a la misma. Es de nuestro entendimiento que las reservas probadas estimadas en este informe constituyen todas las reservas probadas pertenecientes a Vista II. Vista II está operando las propiedades bajo un periodo transicional de desarrollo lo cual tiene fecha de vencimiento del 11 de abril de 2021; tenemos entendido que Vista está trabajando activamente junto la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) por medio de todos protocolos apropiados para entrar al periodo a largo plazo de exploración y explotación, lo cual se espera ser otorgado. Este informe se ha preparado usando parámetros de precio y costo constantes especificados por Vista II, tal como se presenta en párrafos posteriores de esta carta. Las estimaciones en este informe se han preparado de conformidad con las definiciones y lineamientos establecidos en el Sistema de Gestión de Recursos Petrolíferos (PRMS siglas en inglés) del 2018 aprobados por la Sociedad de Ingenieros de Petróleo (SPE siglas en inglés) y, con la excepción de la omisión de los impuestos sobre la renta futura, cumplen con el Tema 932, Actividades de Extracción–Petróleo y Gas, de la Accounting Standards Codification del FASB. Además, las estimaciones son consistentes con los lineamientos de la CNH y las normas de la Comisión Nacional Bancaria y de Valores (CNBV). Las definiciones se presentan inmediatamente después de esta carta.

Tal como se presenta en las proyecciones resumen anexas, Tablas I a III, estimamos que las reservas netas y los ingresos netos futuros con base en la participación de Vista II en estas propiedades, a partir del 31 de diciembre del 2020 son:

Categoría	Reservas Netas ⁽¹⁾		Ingresos Netos Futuros (M\$)	
	Aceite (MBBL)	Gas (MMCF)	Total	Valor Presente a 10%
Probada Desarrollada Produciendo	44.9	681.7	(51.9) ⁽²⁾	497.0
Probada Desarrollada No Produciendo	119.0	56.8	1,067.3	701.2
Probada Desarrollada Total	163.9	738.5	1,015.4	1,198.2

⁽¹⁾ Reservas netas no incluyen volúmenes de regalías.

⁽²⁾ El ingreso neto futuro es negativo después de deducir los costos de abandono estimados.

Los volúmenes de aceite mostrados incluyen aceite crudo y condensado. Los volúmenes de aceite se expresan en miles de barriles (MBBL); un barril es equivalente a 42 galones estadounidenses. Los volúmenes de gas se expresan en millones de pies cúbicos (MMCF) usando como base la temperatura y la presión estándares. Los volúmenes de aceite equivalente mostrados en este informe se expresan en miles de barriles de aceite equivalente (MBOE), determinados usando la relación de 6 MCF de gas por 1 barril de aceite. Las Tablas IV a VII presentan

nuestras estimaciones de las reservas netas e ingresos netos futuros, por categoría de reservas, de la participación de Vista II para cada bloque.

La categorización de reservas transmite el grado relativo de certidumbre; la subcategorización de reservas se basa en el estatus de desarrollo y producción. Conforme con las normas de la CNBV, limitamos nuestra evaluación al plan de desarrollo provisional aprobado por la CNH; por lo tanto, no hemos considerado reservas probadas que pudieran ser atribuidas a localizaciones no desarrolladas porque el plan de desarrollo entero aún no ha sido aprobado por la CNH. De acuerdo con lo solicitado, no se han incluido las reservas probables ni posibles que pudieran existir para estas propiedades. Las estimaciones de reservas e ingresos futuros incluidas en este informe no han sido ajustadas por riesgo. Este informe no incluye ningún valor que pudiera ser atribuido a la participación en áreas no desarrolladas.

Las estimaciones de las reservas netas de aceite y gas se basan en un sistema de regalías calculadas por una escala móvil relacionada con el precio. Reservas netas no incluyen volúmenes de regalías porque el gobierno de México puede elegir tomar estos volúmenes en especie. Los ingresos brutos mostrados en este informe son la participación de Vista II en los ingresos brutos (100 por ciento) de las propiedades antes de cualquier deducción. Los ingresos netos futuros son después de deducciones de la participación de Vista II por los costos de capital, costos de abandono y gastos de operación, pero antes de considerar cualquier impuesto sobre la renta. Los ingresos netos futuros han sido descontados a una tasa anual del 10 por ciento para determinar su valor presente, el cual se muestra para indicar el efecto del tiempo en el valor del dinero. Los ingresos netos futuros presentados en este informe, sean descontados o no descontados, no deberán ser interpretados como el valor justo de las propiedades en el mercado.

De acuerdo con lo solicitado, los precios usados en este informe se basan en un promedio aritmético no ponderado de 12 meses del precio del primer día de cada mes, para cada mes en el periodo de enero a diciembre del 2020. Para los volúmenes de aceite, el precio al contado promedio del West Texas Intermediate de \$39.54 por barril se ajusta en función de la calidad, tarifas y diferenciales de mercado. Para los volúmenes de gas, el precio al contado promedio del Henry Hub de \$1.985 por MMBTU se ajusta, por campo, en función del contenido energético, tarifas y diferenciales de mercado. Todos los precios se mantienen constantes durante la vida de las propiedades. Los precios promedio ajustados de los productos, ponderados por producción durante la vida remanente de las propiedades, son de \$33.38 por barril de aceite y \$1.927 por MCF de gas.

Los gastos de operación usados en este informe se basan en los registros de los gastos de operación de Vista II. Estos gastos están limitados a los costos a nivel y por debajo del nivel de campo y la estimación del operador de la porción de sus gastos generales de las oficinas centrales y administrativos indirectos necesarios para el mantenimiento y servicio de pozos e instalaciones existentes. Los gastos de operación han sido divididos en gastos a nivel de campo, gastos por pozo y gastos por unidad de producción. Los gastos generales de las oficinas centrales y los gastos administrativos indirectos de Vista II no se incluyen. De acuerdo con lo solicitado, los gastos de operación no están escalados por inflación.

Los costos de capital usados en este informe fueron proporcionados por Vista II y se basan en estimaciones internas y los costos reales de actividad reciente. Los costos de capital se incluyen conforme son requeridos para reparaciones de pozo. Con base en nuestro entendimiento de los planes de desarrollo futuros, una revisión de los archivos que nos fueron proporcionados y nuestro conocimiento de propiedades similares, consideramos que estos costos de capital estimados son razonables. Los costos de abandono usados en este informe son las estimaciones de Vista II de los costos de abandonar los pozos, netos de cualquier valor de salvamento. De acuerdo con lo solicitado, los costos de capital y los costos de abandono no están escalados por inflación.

Para propósitos de este informe, no realizamos ninguna inspección de campo de las propiedades ni tampoco examinamos la operación o condición mecánica de los pozos e instalaciones. No hemos investigado ninguna

responsabilidad ambiental posible relacionada a las propiedades; por consiguiente, nuestras estimaciones no incluyen ningún costo debido a dicha posible responsabilidad.

No hemos realizado ninguna investigación sobre discrepancias potenciales de volumen y valor que resultaran de un suministro excedente o faltante respecto a la participación de Vista II. Por tanto, nuestras estimaciones de las reservas e ingresos futuros no incluyen ajustes por la liquidación de cualquiera de dichas discrepancias; nuestras proyecciones se basan en el hecho de que Vista II reciba su cuota por participación de los ingresos netos de la producción bruta futura estimada. Adicionalmente, no hemos hecho ninguna investigación sobre contratos firmes de transporte que pudieran existir para estas propiedades; nuestras estimaciones de los ingresos futuros incluyen el efecto de tales contratos solo hasta la extensión en la que los pagos asociados están incluidos a nivel de campo y pozo en los estados contables.

Las reservas mostradas en este informe son solamente estimaciones y no deberán interpretarse como cantidades exactas. Las reservas probadas son aquellas cantidades de aceite y gas que, de acuerdo al análisis de los datos de ingeniería y de geociencias, se pueden recuperar comercialmente con una certidumbre razonable; las reservas probables y posibles son aquellas reservas adicionales que de manera subsiguiente tienen una menor certidumbre de ser recuperadas que las reservas probadas. Las estimaciones de las reservas pueden incrementar o disminuir como resultado de las condiciones del mercado, operaciones futuras, cambios en las reglamentaciones o comportamiento real del yacimiento. Además de las suposiciones económicas primarias discutidas aquí, nuestras estimaciones se basan en ciertas suposiciones, que incluyen de manera enunciativa más no limitativa, que las propiedades serán desarrolladas de manera consistente con los planes de desarrollo actuales que nos fueron proporcionados por Vista II, que las propiedades serán operadas de manera prudente, que no entrarán en vigor reglamentaciones o controles gubernamentales que impactarían la habilidad del propietario de la participación para recuperar las reservas y que nuestras proyecciones de la producción futura probarán ser consistentes con el comportamiento real. Si las reservas son recuperadas, los ingresos provenientes y sus costos relacionados podrían ser mayores o menores que los montos estimados. Debido a políticas gubernamentales e incertidumbres en la oferta y la demanda, los índices de venta, los precios recibidos por las reservas y los costos incurridos en la recuperación de dichas reservas pueden variar con respecto a las suposiciones hechas durante la preparación de este informe.

Para los propósitos de este informe, usamos datos técnicos y económicos que incluyen de manera enunciativa más no limitativa, registros de pozo, mapas geológicos, datos sísmicos, datos de pruebas de pozo, datos de producción, información de precios y costos históricos y participación en la propiedad de los bienes. Las reservas en este informe se han estimado usando métodos determinísticos; estas estimaciones se han preparado de conformidad con las Normas Concernientes a la Estimación y Auditoría de la Información de Reservas de Petróleo y Gas promulgados por la SPE (Normas de la SPE). Usamos métodos estándares de ingeniería y geociencias, o una combinación de métodos, incluyendo análisis de comportamiento de producción y presión, análisis volumétrico, y analogía que consideramos apropiados y necesarios para categorizar y estimar las reservas de acuerdo a las definiciones y lineamientos del PRMS del 2018 y lineamientos de la CNH. Al igual que en todos los aspectos de la evaluación del aceite y gas, existen incertidumbres inherentes a la interpretación de los datos de ingeniería y geociencias; por consiguiente, nuestras conclusiones representan necesariamente sólo un dictamen profesional informado.

Los datos usados en nuestras estimaciones se obtuvieron de Vista II, fuentes de datos públicos y los archivos no confidenciales de Netherland, Sewell International, S. de R.L. de C.V., mismos que fueron aceptados como precisos. Los datos del trabajo de soporte están archivados en nuestra oficina. No hemos examinado los derechos contractuales de las propiedades ni hemos confirmado de manera independiente el grado o tipo real de participación en la propiedad de los bienes. Los principales técnicos responsables de preparar las estimaciones presentadas aquí cumplen con los requerimientos en lo que respecta a competencia, independencia, objetividad y confidencialidad establecidos por las Normas de la SPE. Somos ingenieros petroleros, geólogos, geofísicos y

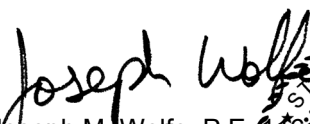
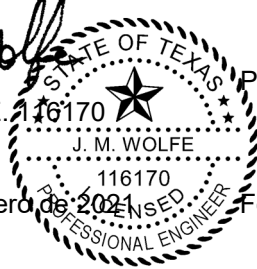
petrofísicos independientes; no somos dueños de ninguna participación en las propiedades evaluadas, y nuestros empleos no están sujetos a ninguna base contingente.

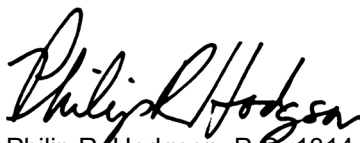
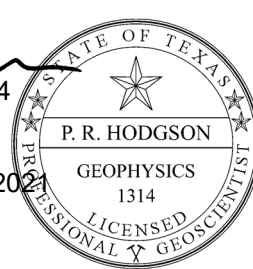
Este informe se ha preparado en ambos idiomas español e inglés. En el caso de cualquier diferencia en la interpretación de los dos informes, la versión en inglés prevalecerá y se considerará el informe oficial.

Atentamente,

NETHERLAND, SEWELL INTERNATIONAL, S. DE R.L. DE C.V.

Por: 
Robert C. Barg, P.E.
Presidente

Por: 
Joseph M. Wolfe, P.E. 116170
Vicepresidente


Por: 
Philip R. Hodgson, P.G. 1314
Geocientífico


Fecha de firma: 5 de febrero de 2021 Fecha de firma: 5 de febrero de 2021

JMW:SRC

CLASIFICACIÓN Y DEFINICIONES DE RESERVAS Y RECURSOS PETROLEROS

Extraídas y Traducidas del Sistema de Gestión de Recursos Petroleros Aprobado por la Mesa Directiva del Society of Petroleum Engineers (SPE), Junio de 2018

Este documento contiene información extraída de las definiciones y lineamientos preparadas por el Comité de Reservas de Petróleo y Gas de la Society of Petroleum Engineers (SPE) y revisada y patrocinada en conjunto por la SPE, el World Petroleum Council, la American Association of Petroleum Geologists, Society of Petroleum Evaluation Engineers, la Society of Exploration Geophysicists, la Society of Petrophysicists and Well Log Analysts y la European Association of Geoscientists & Engineers.

Preámbulo

Los recursos petroleros son las cantidades de hidrocarburos que ocurren naturalmente sobre o dentro de la corteza terrestre. Las evaluaciones de recursos estiman las cantidades en acumulaciones conocidas o aún por descubrir; las evaluaciones de recursos están enfocadas en aquellas cantidades que potencialmente pueden ser recuperadas y comercializadas por proyectos comerciales. Un sistema de gestión de recursos petroleros provee una metodología consistente en la estimación de cantidades de petróleo, la evaluación de proyectos y la presentación de los resultados dentro de un marco de clasificación detallado.

Esta actualización del PRMS proporciona principios fundamentales para la evaluación y clasificación de recursos de petróleo. Si hay algún tipo de conflicto con orientaciones anteriores de SPE y PRMS, entrenamiento aprobado, o los Lineamientos de Aplicación, el PRMS actual debe prevalecer. Se entiende que estas definiciones y lineamientos permiten flexibilidad para entidades, gobiernos y agencias regulatorias para adaptar su aplicación a sus necesidades particulares; sin embargo, cualquier modificación a los lineamientos contenidos aquí debe ser claramente identificada. Los términos "deberán" o "deben" indican que una disposición de este documento es obligatoria para el cumplimiento del PRMS, mientras que "debería" indica una práctica recomendada y "puede" indica que el curso de acción está permitido. Las definiciones y lineamientos contenidos en este documento no deben ser interpretados como una modificación en la interpretación o aplicación de cualquier requerimiento reglamentario relacionado con la presentación de declaraciones de información.

1.0 Principios Básicos y Definiciones

1.0.0.1 Un sistema de clasificación de recursos petrolíferos es un elemento fundamental que proporciona un lenguaje común para comunicar tanto la confianza del estado de madurez de los recursos de un proyecto como el rango de resultados potenciales para las diversas entidades. El PRMS proporciona transparencia al requerir la evaluación de varios criterios que permiten la clasificación y categorización de los recursos de un proyecto. Los elementos de evaluación consideran el riesgo de descubrimiento geológico y las incertidumbres técnicas junto con la determinación de la posibilidad de alcanzar el estado de madurez comercial de un proyecto petrolero.

1.0.0.2 La estimación técnica de cantidades de recursos petroleros involucra la evaluación de cantidades y valores que cuentan con un grado inherente de incertidumbre. Estas cantidades están asociadas con proyectos de exploración, evaluación y desarrollo en diferentes etapas de diseño e implementación. Los aspectos comerciales considerados relacionarán el estado de madurez del proyecto (por ejemplo, técnico, económico, regulatorio y legal) con la posibilidad de implementación del proyecto.

1.0.0.3 El uso de un sistema consistente de clasificación mejora las comparaciones entre proyectos, grupos de proyectos y las carteras completas de compañías. La aplicación del PRMS debe considerar tanto factores técnicos como comerciales que impactan la factibilidad del proyecto, su vida productiva y los flujos de efectivo relacionados.

1.1 Marco de Clasificación de Recursos Petroleros

1.1.0.1 El petróleo se define como una mezcla de ocurrencia natural que consiste de hidrocarburos en estado gaseoso, líquido o sólido. El petróleo también puede contener no-hidrocarburos, cuyos ejemplos comunes son dióxido de carbono, nitrógeno, sulfuro de hidrógeno y azufre. En casos extraños, el contenido de no-hidrocarburos puede superar el 50%.

1.1.0.2 El término recursos como se usa aquí tiene la intención de incluir todas las cantidades de petróleo de ocurrencia natural en la corteza terrestre, tanto descubiertas como no descubiertas (ya sean recuperables o no-recuperables), sumadas a aquellas cantidades ya producidas. Adicionalmente, incluye todas las clases de petróleo que actualmente se consideran como recursos convencionales o "no-convencionales."

1.1.0.3 La Figura 1.1 representa gráficamente el sistema de clasificación de recursos de PRMS. El sistema clasifica los recursos en descubiertos y no-descubiertos y define las clases de recursos recuperables: Producción, Reservas, Recursos Contingentes y Recursos Prospectivos, como también Petróleo No Recuperable.

1.1.0.4 El eje horizontal refleja el rango de incertidumbre de las cantidades estimadas potencialmente recuperables de una

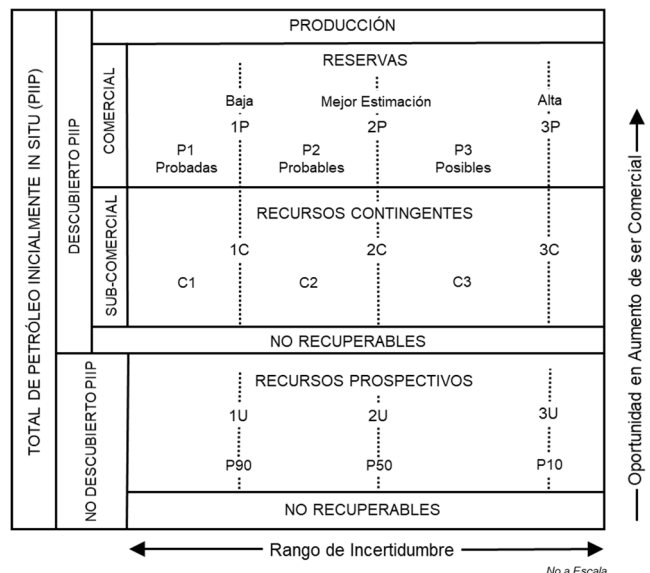


Figura 1.1—Marco de Clasificación de Recursos

CLASIFICACIÓN Y DEFINICIONES DE RESERVAS Y RECURSOS PETROLEROS

Extraídas y Traducidas del Sistema de Gestión de Recursos Petroleros Aprobado por la
Mesa Directiva del Society of Petroleum Engineers (SPE), Junio de 2018

acumulación por un proyecto, mientras que el eje vertical representa la probabilidad de comercialidad, P_c , que es, la probabilidad de que un proyecto sea comprometido para desarrollo y llegue a un estado de producción comercial.

1.1.0.5 Las siguientes definiciones se aplican a las subdivisiones más importantes dentro de una clasificación de recursos:

- A. **Petróleo Total Inicialmente In Situ (PIIP – Total Petroleum Initially in Place)** son todas las cantidades de petróleo que están estimadas de existir originalmente en acumulaciones de ocurrencia natural, descubiertas y no-descubiertas antes de producción.
- B. **PIIP Descubierta** es la cantidad de petróleo que se estima, a partir de una fecha dada, que está contenida en acumulaciones conocidas antes de iniciar su producción.
- C. **Producción** son las cantidades acumuladas de petróleo que han sido recuperadas a una fecha dada. Mientras que todos los recursos recuperables son estimados y la producción se mide en términos de las especificaciones del producto de ventas, las cantidades de producción bruta (ventas más no-ventas) también son medidas y se requieren para brindar soporte a los análisis de ingeniería basados en vaciamiento del yacimiento (ver sección 3.2, Medición de Producción,).

1.1.0.6 Se pueden aplicar múltiples proyectos de desarrollo a cada acumulación conocida o no-conocida, y cada proyecto se pronosticará para recuperar una porción estimada de las cantidades inicialmente in situ. Estos proyectos deberán ser sub-divididos en comerciales, sub-comerciales y no-descubiertos, con las cantidades recuperables estimadas clasificadas como Reservas, Recursos Contingentes y Recursos Prospectivos respectivamente, como se definen a continuación.

- A. 1. **Reservas** son aquellas cantidades de petróleo que se anticipan de ser recuperables comercialmente a través de la aplicación de proyectos de desarrollo a las acumulaciones conocidas a partir de una fecha dada en adelante bajo condiciones definidas. Las Reservas deben satisfacer cuatro criterios: descubiertas, recuperables, comerciales y remanentes (a partir de la fecha efectiva de la evaluación) basado en el/los proyecto(s) de desarrollo aplicado(s).
2. Las Reservas se recomiendan como cantidades de ventas medidas en el punto de referencia. Cuando la entidad también reconoce cantidades consumidas en operaciones (CiO – Consumed in Operations) (ver Sección 3.2.2), como Reservas estas cantidades deben registrarse por separado. Las cantidades de no-hidrocarburos se reconocen como Reservas solo cuando se venden junto con hidrocarburos o CiO asociados con la producción de petróleo. Si los no-hidrocarburos se separan antes de las ventas, se excluyen de las Reservas.
3. Las Reservas se categorizan además de acuerdo con el rango de incertidumbre y deberían ser sub-clasificadas basado en la madurez del proyecto y/o caracterizadas por el estado de su desarrollo y producción.
- B. **Recursos Contingentes** son aquellas cantidades de petróleo estimadas, a partir de una fecha dada, de ser potencialmente recuperables de acumulaciones conocidas, por la aplicación de proyecto(s) de desarrollo aún no considerados como comerciales debido a una o más contingencias. Los Recursos Contingentes tienen una probabilidad asociada de desarrollo. Los Recursos Contingentes pueden incluir, por ejemplo, proyectos para los cuales actualmente no existen mercados viables, o donde una recuperación comercial depende de tecnología aún bajo desarrollo, o donde la evaluación de la acumulación es insuficiente para evaluar claramente la comercialidad. Los Recursos Contingentes se categorizan adicionalmente de acuerdo con el rango de incertidumbre asociado con las estimaciones y deberían ser sub-clasificados basado en la madurez del proyecto y/o el estado económico.
- C. **PIIP No-descubierto** es aquella cantidad de petróleo estimada, a partir de una fecha dada, de estar contenida dentro de acumulaciones aún por descubrir.
- D. **Recursos Prospectivos** son aquellas cantidades de petróleo estimadas, a partir de una fecha dada, de ser potencialmente recuperables de acumulaciones no descubiertas a través de la aplicación de proyectos futuros de desarrollo. Los Recursos Prospectivos tienen tanto una probabilidad geológica asociada de descubrimiento como una probabilidad de desarrollo. Los Recursos Prospectivos son adicionalmente categorizados de acuerdo con el rango de incertidumbre asociado con estimaciones recuperables, suponiendo descubrimiento y desarrollo, y pueden sub-clasificarse basado en la madurez del proyecto.
- E. **Recursos No-Recuperables** son esa porción de cantidades de PIIP descubierto o no-descubierto evaluado, a partir de una fecha dada, de ser no-recuperables con proyecto(s) definido(s) actualmente. Una porción de estas cantidades puede llegar a ser recuperable en el futuro a medida que cambien las circunstancias, comerciales, tecnología sea desarrollada o datos adicionales sean adquiridos. La porción remanente nunca puede ser recuperada por las restricciones físicas/químicas representadas por la interacción en el subsuelo de los fluidos y las rocas del yacimiento.

1.1.0.7 La suma de Reservas, Recursos Contingentes y Recursos Prospectivos puede ser denominada como "recursos recuperables remanentes". Es importante destacar que estas cantidades no deberían agregarse sin la debida consideración del riesgo técnico y comercial que conlleva su clasificación. Cuando se usan dichos términos, se debe proporcionar cada componente de clasificación de la suma.

1.1.0.8 Otros términos usados en la evaluación de recursos incluyen los siguientes:

La Recuperación Final Estimada (EUR – Estimated Ultimate Recovery) no es una categoría de recursos o clase, sino un término que puede aplicarse a una acumulación o grupo de acumulaciones (descubierta o no-descubierta) para definir aquellas cantidades de petróleo estimadas, a partir de una fecha dada, de ser potencialmente recuperables sumadas a aquellas cantidades ya producidas

CLASIFICACIÓN Y DEFINICIONES DE RESERVAS Y RECURSOS PETROLEROS

Extraídas y Traducidas del Sistema de Gestión de Recursos Petroleros Aprobado por la Mesa Directiva del Society of Petroleum Engineers (SPE), Junio de 2018

de la acumulación o grupo de acumulaciones. Para claridad, el EUR debe hacer referencia a las condiciones técnicas y comerciales asociadas para los recursos; por ejemplo, el EUR probado son las Reservas Probadas más la producción previa.

Recursos Técnicos Recuperables (TRR – Technically Recoverable Resources) son aquellas cantidades de petróleo producible utilizando la tecnología y las prácticas de la industria disponibles en la actualidad, independientemente de consideraciones comerciales. Los TRR pueden usarse para Proyectos específicos o para grupos de Proyectos, o pueden ser una estimación indiferenciada dentro de un área (a menudo a nivel de cuenca) del potencial de recuperación.

1.2 Evaluaciones de Recursos Basado en Proyectos

1.2.0.1 El proceso de evaluación de recursos consiste en la identificación de un proyecto o proyectos de recuperación asociados con una o más acumulaciones de petróleo, la estimación de las cantidades de PIIP, la estimación de la porción de aquellas cantidades in situ que pueden ser recuperadas por cada proyecto y la clasificación de el/los proyecto(s) basada en el estado de madurez o la probabilidad de comercialidad.

1.2.0.2 El concepto de un sistema de clasificación basado en proyectos se clarifica aún más al examinar los elementos que contribuyen a una evaluación de recursos netos recuperables (ver la Figura 1.2).

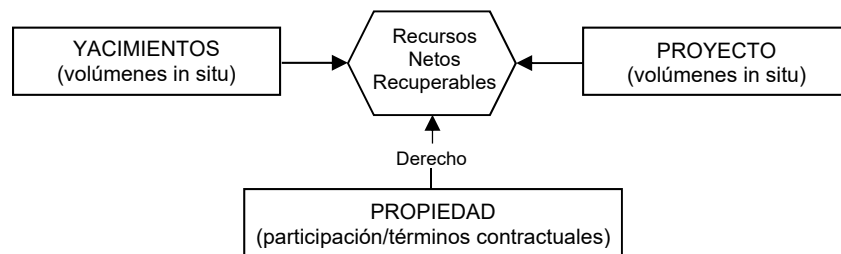


Figura 1.2—Evaluación de Recursos

1.2.0.3 **El Yacimiento** (contiene la acumulación de petróleo): Atributos claves incluyen los tipos y cantidades de PIIP y las propiedades de los fluidos y las rocas que afectan la recuperación del petróleo.

1.2.0.4 **El Proyecto**: Un proyecto puede constituir el desarrollo de un pozo, un solo yacimiento, o un pequeño campo; un desarrollo incremental en un campo productor; o el desarrollo integrado de un campo o varios campos junto con las instalaciones de procesamiento asociadas (por ejemplo, compresión). Dentro de un proyecto, un desarrollo de un yacimiento específico genera una producción y programa de flujo de efectivo que son únicos para cada nivel de certidumbre. La integración de estos programas llevados al primer truncamiento del proyecto causado por el límite técnico, económico o contractual define los recursos recuperables estimados y pronósticos del flujo neto de efectivo futuro asociados para cada proyecto. La relación de EUR con PIIP total define la eficiencia de recuperación para el proyecto. Cada proyecto debería tener un rango de recursos recuperables asociados (estimación baja, mejor y alta).

1.2.0.5 **La propiedad** (concesión o área bajo licencia): Cada propiedad puede tener derechos y obligaciones contractuales asociados que son únicos incluyendo los términos fiscales. Esta información permite la definición de la participación de cada entidad participante en las cantidades producidas (derechos) y la participación en inversiones, costos e ingresos para cada proyecto de recuperación y el yacimiento donde se aplica la misma. Una propiedad puede incluir muchos yacimientos, o un yacimiento puede cruzar muchas propiedades. Una propiedad puede contener tanto acumulaciones descubiertas como no-descubiertas que pueden estar espacialmente no relacionadas a una potencial designación de un único campo.

1.2.0.6 Los recursos recuperables netos de una entidad son la participación por derechos en la producción futura que se acumula legalmente según los términos del contrato o licencia de desarrollo y producción.

1.2.0.7 En el contexto de esta relación, el proyecto es el elemento principal considerado en la clasificación de recursos, y los recursos netos recuperables son las cantidades derivadas de cada proyecto. Un proyecto representa una actividad o grupo de actividades definidas para desarrollar la acumulación o acumulaciones de petróleo y las decisiones tomadas para madurar los recursos a reservas. En general, se recomienda que un proyecto individual tiene asignado a él una sub-clase de madurez específica (ver Sección 2.1.3.5, Subclases de Madurez de Proyecto) donde se toma una decisión de proceder o no (o sea, desembolsar más fondos) y debería haber un rango asociado de cantidades recuperables estimadas para el proyecto (ver Sección 2.2.1, Rango de Incertidumbre). Para completar, un campo desarrollado también se considera un proyecto.

1.2.0.8 Una acumulación o acumulación potencial de petróleo por lo general está sujeta a una variedad de proyectos separados y distintos que están en diferentes etapas de exploración o desarrollo. Por lo tanto, una acumulación puede tener cantidades recuperables en diferentes clases de recursos en forma simultánea.

1.2.0.10 No todos los planes de desarrollo técnicamente factibles serán comerciales. La viabilidad comercial de un proyecto de desarrollo dentro de un plan de desarrollo de campo depende de un pronóstico de las condiciones que existirán durante el período de

CLASIFICACIÓN Y DEFINICIONES DE RESERVAS Y RECURSOS PETROLEROS

Extraídas y Traducidas del Sistema de Gestión de Recursos Petroleros Aprobado por la
Mesa Directiva del Society of Petroleum Engineers (SPE), Junio de 2018

tiempo que abarca el proyecto (ver Sección 3.1, Evaluación de Comercialidad). Las condiciones incluyen factores técnicos, económicos (por ejemplo, tasas críticas de inversión, precios de los productos), costos de capital y gastos de operación, mercadeo, ruta(s) de venta, legales, ambientales, sociales y gubernamentales esperados de existir e impactar al proyecto durante el periodo de tiempo evaluado. Mientras que los factores económicos pueden resumirse como un pronóstico de costos y precios de producto, las influencias subyacentes incluyen, pero no quedan limitadas a, condiciones del mercado (por ejemplo, inflación, factores de mercado y contingencias), tasas de cambio, infraestructura de transporte y procesamiento, términos fiscales e impuestos.

1.2.0.11 Los recursos que son estimados son aquellas cantidades producibles de un proyecto como se mide de acuerdo con las especificaciones de entrega en el punto de venta o de transferencia de custodia (ver Sección 3.2.1, Punto de Referencia) y puede permitir pronósticos de cantidades CiO (ver Sección 3.2.1, Consumidas en Operaciones). El pronóstico de producción acumulada desde la fecha efectiva en adelante hasta la cesación de producción es la cantidad de recursos remanentes recuperables (ver Sección 3.1.1, Evaluación del Flujo Neto de Efectivo).

1.2.0.12 Los datos de soporte, los procesos analíticos y las suposiciones que describen las bases técnicas y comerciales usadas en una evaluación deben documentarse con detalle suficiente para permitir, en cuanto sea necesario, que un evaluador calificado de reservas o un auditor calificado de reservas entienda claramente para cada proyecto las bases para la estimación, categorización y clasificación de cantidades de recursos recuperables y, de ser apropiado, la evaluación comercial asociada.

2.0 Lineamientos de Clasificación y Categorización

2.1 Clasificación de Recursos

2.1.0.1 La clasificación de PRMS establece criterios para la clasificación del PIIP total. Una determinación de descubrimiento hace la diferencia entre PIIP descubierto y no-descubierto. Adicionalmente la aplicación de un proyecto hace la diferencia entre recursos recuperables y no-recuperables. El proyecto es entonces evaluado para determinar el estado de madurez para permitir la distinción de clasificación entre proyectos comerciales y sub-comerciales. El PRMS requiere que las cantidades de recursos recuperables del proyecto sean clasificadas como Reservas, Recursos Contingentes o Recursos Prospectivos.

2.1.1 Determinación del Estado de Descubrimiento

2.1.1.1 Una acumulación de petróleo descubierta está determinada de existir cuando uno o más pozos exploratorios han establecido la existencia de una cantidad significativa de hidrocarburos potencialmente recuperables a través de pruebas, muestreos y/o registros y por tanto han establecido dicha acumulación. En ausencia de una prueba de flujo o un muestreo, la determinación del descubrimiento requiere confianza en la presencia de hidrocarburos y evidencia de producibilidad, que puede estar soportada por análogos productores adecuados (ver Sección 4.1.1, Análogos). En este contexto, "significativa" implica que hay evidencia de una cantidad suficiente de petróleo para justificar una estimación de las cantidades in situ demostradas por el/los pozo(s) y para evaluar el potencial de una recuperación comercial.

2.1.1.2 Cuando un descubrimiento ha identificado hidrocarburos recuperables, pero no se consideran viables para aplicar un proyecto con tecnología establecida o con tecnología en desarrollo, dichas cantidades pueden clasificarse como Descubiertas No-recuperables sin Recursos Contingentes. En futuras evaluaciones, según corresponda para fines de gestión de recursos petroleros, una parte de estas cantidades no-recuperables puede convertirse en recursos recuperables a medida que cambien las circunstancias comerciales o se produzcan desarrollos tecnológicos.

2.1.2 Determinación de Comercialidad

2.1.2.1 Las cantidades descubiertas recuperables (Recursos Contingentes) pueden considerarse maduros comercialmente, y por lo tanto alcanzar la clasificación de Reservas, si la entidad que afirma comercialidad ha demostrado una intención firme en proceder con el desarrollo. Esto significa que la entidad ha satisfecho los criterios de decisión interna (típicamente la tasa de interés de retorno a o por encima del costo promedio de capital o la tasa crítica de inversión). La comercialidad se logra con el compromiso de la entidad con el proyecto y con todos los siguientes criterios:

- A. Evidencia de un plan de desarrollo factible que sea maduro técnicamente.
- B. Evidencia de apropiaciones financieras ya sea que estén vigentes o que tengan alta probabilidad de estar aseguradas para implementar el proyecto.
- C. Evidencia para soportar un plazo razonable de tiempo para el desarrollo.
- D. Una evaluación razonable que los proyectos de desarrollo tendrán resultados económicos positivos y satisfarán criterios definidos de inversión y operación. Esta evaluación se realiza sobre las cantidades proyectadas de los derechos estimados y los flujos de efectivo asociados en donde la decisión de invertir está tomada (ver Sección 3.1.1, Evaluación de Flujos Netos de Efectivo).
- E. Una expectativa razonable que habrá un mercado para las cantidades esperadas de ventas de producción requeridas para justificar el desarrollo. Además, debería de existir una confianza similar que todos los flujos producidos (por ejemplo, petróleo, gas, agua, CO₂) pueden ser vendidos, almacenados, re-inyectados, o de otra manera desechados apropiadamente.

CLASIFICACIÓN Y DEFINICIONES DE RESERVAS Y RECURSOS PETROLEROS

Extraídas y Traducidas del Sistema de Gestión de Recursos Petroleros Aprobado por la
Mesa Directiva del Society of Petroleum Engineers (SPE), Junio de 2018

- F. Evidencia que las instalaciones necesarias de producción y transporte están disponibles o pueden llegar a estar disponibles.
- G. Evidencia que las aprobaciones legales, contractuales, ambientales, regulatorias y gubernamentales están vigentes o están próximas a estarlo, junto con la resolución de cualquier aspecto de índole social y económico.

2.1.2.2 La prueba de comercialidad para la determinación de Reservas se aplica a las cantidades pronosticadas de la mejor estimación (P50), que al calificar todos los criterios y restricciones comerciales y de madurez técnica se convierten en las Reservas 2P. Los casos más estrictos [por ejemplo, estimación baja (P90)] pueden utilizarse para propósitos de decisión o para investigar el rango de comercialidad (ver Sección 3.1.2, Criterios Económicos). Típicamente, los casos de escenarios de proyecto bajo y alto pueden ser evaluados por sensibilidades cuando se considera el riesgo del proyecto y la oportunidad de mejora.

2.1.2.3 Para ser incluido en la clase de Reservas, un proyecto debe estar definido suficientemente para establecer su viabilidad técnica y comercial como se menciona en la Sección 2.1.2.1. Debe haber una expectativa razonable de que todas las aprobaciones internas y externas requeridas estarán próximas a ser obtenidas y evidencia de una intención firme para proceder con el desarrollo dentro de un marco de tiempo razonable. Un marco de tiempo razonable para la iniciación del desarrollo depende de las circunstancias específicas y varía de acuerdo con el alcance del proyecto. Mientras que se recomiendan cinco años como punto de referencia, un marco más extendido de tiempo podría aplicarse cuando sea justificable; por ejemplo, el desarrollo de los proyectos económicos que puedan tomar más de cinco años para ser desarrollados o se defieran para satisfacer objetivos contractuales o estratégicos. En todos los casos, la justificación para la clasificación como Reservas debe documentarse con claridad.

2.1.2.4 Si bien los lineamientos PRMS requieren evidencia de apropiaciones financieras, no requieren que se confirme el financiamiento del proyecto antes de clasificar los proyectos como Reservas. Sin embargo, este puede ser otro requisito de informe externo. En muchos casos, el financiamiento está condicionado a los mismos criterios mencionados anteriormente. En general, si no hay una expectativa razonable de que el financiamiento u otras formas de compromiso (por ejemplo, ventas de derechos) se puedan organizar para que el desarrollo se inicie dentro de un marco de tiempo razonable, entonces el proyecto debe clasificarse como Recursos Contingentes. Si se espera razonablemente que el financiamiento esté vigente en el momento de la decisión final de inversión (FID – Final Investment Decision), los recursos del proyecto pueden clasificarse como Reservas.

2.2 Categorización de Recursos

2.2.0.1 El eje horizontal en la clasificación de recursos en la Figura 1.1 define el rango de incertidumbre en las estimaciones de las cantidades de petróleo recuperable, o potencialmente recuperable, asociadas con un proyecto o un grupo de proyectos. Estas estimaciones incluyen la incertidumbre de los componentes como se describen a continuación:

- A. El petróleo total remanente dentro de la acumulación (recursos in-situ).
- B. La incertidumbre técnica en la porción del petróleo total que puede recuperarse al aplicar un proyecto o proyectos de desarrollo definidos (por ejemplo, tecnología aplicada).
- C. Variaciones conocidas en los términos comerciales que pueden impactar las cantidades recuperadas y vendidas (por ejemplo, disponibilidad en el mercado; cambios contractuales, como niveles de las tasas de producción o especificaciones de calidad del producto) son parte del alcance del proyecto y están incluidas en el eje horizontal, mientras que la probabilidad de satisfacer los términos comerciales está reflejada en la clasificación (eje vertical).

2.2.0.2 La incertidumbre en las cantidades recuperables de un proyecto se refleja en las categorías de recursos 1P, 2P, 3P, Probado (P1), Probable (P2), Posible (P3), 1C, 2C, 3C, C1, C2 y C3; o 1U, 2U y 3U. La probabilidad comercial de éxito está asociada con clases de recursos o subclases y no con las categorías de recursos que reflejan el rango de cantidades recuperables.

2.2.1 Rango de Incertidumbre

2.2.1.1 Incertidumbre es inherente en la estimación de recursos en un proyecto y se comunica en el PRMS reportando un rango de resultados de categoría. El rango de incertidumbre de las cantidades recuperables y/o potencialmente recuperables puede representarse por escenarios determinísticos o por una distribución de probabilidad (ver Sección 4.2, Métodos de Evaluación de Recursos.).

2.2.1.2 Cuando el rango de incertidumbre se representa con una distribución de probabilidad, se proveerá una estimación baja, mejor y alta de tal forma que:

- A. Debería haber por lo menos una probabilidad de 90% (P90) que las cantidades realmente recuperadas igualarán o excederán la estimación baja.
- B. Debería haber por lo menos una probabilidad de 50% (P50) que las cantidades realmente recuperadas igualarán o excederán la mejor estimación.
- C. Debería haber por lo menos una probabilidad de 10% (P10) que las cantidades realmente recuperadas igualarán o excederán la estimación alta.

2.2.1.3 En algunos proyectos, el rango de incertidumbre puede estar limitado, y los tres escenarios pueden resultar en estimaciones de recursos que no son significativamente diferentes. En estas situaciones, una estimación de un valor único puede ser apropiada para describir el resultado esperado.



CLASIFICACIÓN Y DEFINICIONES DE RESERVAS Y RECURSOS PETROLEROS

Extraídas y Traducidas del Sistema de Gestión de Recursos Petroleros Aprobado por la
Mesa Directiva del Society of Petroleum Engineers (SPE), Junio de 2018

2.2.1.4 Al usar el método de escenario determinista, típicamente deberá también haber estimaciones baja, mejor y alta, donde dichas estimaciones se basan en evaluaciones cualitativas de incertidumbre relativa usando lineamientos consistentes de interpretación. Bajo una metodología determinista incremental, las cantidades para cada segmento de confianza se estiman en forma discreta (ver sección 2.2.2, Definiciones y Lineamientos de Categorías).

2.2.1.5 Los recursos del proyecto son inicialmente estimados usando los pronósticos de rangos de incertidumbre descritas anteriormente que incorporan los elementos del subsuelo junto con las restricciones relacionadas a los pozos y a las instalaciones de producción. Los pronósticos técnicos tienen entonces criterios comerciales adicionales aplicados (por ejemplo, económicos y límites de licencias son los más comunes) para estimar las cantidades por derecho atribuidas y el estado de clasificación de los recursos: Reservas, Recursos Contingentes y Recursos Prospectivos.

2.2.2 Definiciones y Lineamientos de las Categorías

2.2.2.1 Los evaluadores pueden evaluar las cantidades recuperables y categorizar los resultados por incertidumbre usando la metodología determinista incremental, la metodología de escenario determinista (acumulativo), métodos geoestadísticos o métodos probabilísticos (ver Sección 4.2, Métodos de Evaluación de Recursos). También se pueden utilizar combinaciones de estos métodos.

2.2.2.2 El uso de terminología consistente (Figuras 1.1 y 2.1) promueve claridad en la comunicación de resultados de evaluación. Para Reservas, los términos acumulativos generales de pronósticos bajo/mejor/alto son utilizados para estimar las cantidades resultantes 1P/2P/3P, respectivamente. Las cantidades incrementales asociadas se mencionan como Probadas, (P1), Probables (P2) y Posibles (P3). Las Reservas son un sub-conjunto de, y deben ser vistas dentro del contexto de, el sistema completo de clasificación de recursos. Mientras que los criterios de categorización son propuestos específicamente para Reservas, en la mayoría de los casos, los criterios pueden aplicarse igualmente a Recursos Contingentes y Prospectivos. Al satisfacer los criterios de madurez comercial para descubrimiento y/o desarrollo, las cantidades del proyecto se moverán a las subclases de recursos apropiados. La Tabla 3 proporciona los criterios para la determinación de categorías de Reservas.

2.2.2.3 Para Recursos Contingentes, los términos acumulativos generales de estimación baja/mejor/alta son usados para estimar las cantidades resultantes 1C/2C/3C, respectivamente. Los términos C1, C2 y C3 están definidos para las cantidades incrementales de los Recursos Contingentes.

2.2.2.4 Para Recursos Prospectivos, los términos acumulativos generales de estimación baja/mejor/alta también se aplican y son usados para estimar las cantidades resultantes 1U/2U/3U. No se definen términos específicos para cantidades incrementales dentro de los Recursos Prospectivos.

2.2.2.5 Las cantidades en diferentes clases y subclases no pueden agregarse sin consideración de los distintos grados de incertidumbre técnica y probabilidad comercial relacionados con la(s) clasificación(es) y sin consideración del grado de dependencia entre ellas (ver Sección 4.2.1, Agregación de Clases de Recursos).

2.2.2.6 Sin información técnica nueva, no debe haber ningún cambio en la distribución de recursos técnicamente recuperables y los límites de categorización cuando se satisfacen las condiciones para re-clasificar un proyecto de Recursos Contingentes a Reservas.

2.2.2.7 Todas las evaluaciones requieren la aplicación de un conjunto consistente de condiciones de pronóstico, incluyendo la suposición de costos y precios futuros, tanto para la clasificación de proyectos como la categorización de cantidades estimadas recuperadas por cada proyecto (ver Sección 3.1, Evaluaciones de Comercialidad).

CLASIFICACIÓN Y DEFINICIONES DE RESERVAS Y RECURSOS PETROLEROS

Extraídas y Traducidas del Sistema de Gestión de Recursos Petroleros Aprobado por la
Mesa Directiva del Society of Petroleum Engineers (SPE), Junio de 2018

Tabla 1: Clases y Subclases de Recursos Recuperables

Clase/Subclase	Definición	Lineamientos
Reservas	Reservas son aquellas cantidades de petróleo que se anticipan de ser recuperables comercialmente a través de la aplicación de proyectos de desarrollo a las acumulaciones conocidas a partir de una fecha dada en adelante bajo condiciones definidas.	<p>Las Reservas deben satisfacer cuatro criterios: ser descubiertas, recuperables, comerciales y remanentes basado en el/los proyecto(s) de desarrollo aplicado(s). Las Reservas se categorizan además de acuerdo con el nivel de certeza asociado con las estimaciones y pueden ser sub-clasificadas basado en la madurez del proyecto y/o caracterizadas por el estado de desarrollo y producción.</p> <p>Para ser incluido en la clase de Reservas, un proyecto debe estar definido suficientemente para establecer su viabilidad comercial (ver Sección 2.1.2, Determinación de Comercialidad). Esto incluye el requerimiento de que hay evidencia de una intención firme para proceder con el desarrollo dentro de un marco de tiempo razonable.</p> <p>Un marco de tiempo razonable para la iniciación del desarrollo depende de las circunstancias específicas y varía de acuerdo con el alcance del proyecto. Mientras que se recomiendan cinco años como punto de referencia, un marco más extendido de tiempo podría aplicarse en el que, por ejemplo, el desarrollo de un proyecto económico se defiera a la opción del productor por, entre otras cosas, motivos relacionados con el mercado o para satisfacer objetivos contractuales o estratégicos. En todos los casos, la justificación para la clasificación como Reservas debe documentarse con claridad.</p> <p>Para ser incluido en la clase de Reservas, debe haber un alto nivel de confianza en la madurez comercial y producibilidad económica del yacimiento como lo soporta la producción real o los ensayos de la formación. En ciertos casos, se pueden asignar Reservas basado en los análisis de núcleos y/o registros de pozos que pueden indicar que el yacimiento bajo estudio está saturado con hidrocarburos y es análogo a otros yacimientos en la misma área que están produciendo o que han demostrado la capacidad de producir en los ensayos de la formación.</p>
En Producción	El proyecto de desarrollo está actualmente produciendo y vendiendo o es capaz de producir y vender petróleo al mercado.	<p>El criterio clave es que el proyecto está recibiendo ingresos de las ventas, y no que el proyecto de desarrollo aprobado esté necesariamente completo. Incluye las Reservas Desarrolladas Produciendo.</p> <p>La puerta de decisión del proyecto es la decisión de comenzar o continuar la producción económica del proyecto.</p>
Aprobadas para Desarrollo	Todas las aprobaciones requeridas han sido obtenidas, se han comprometido los fondos de capital, y la implementación del proyecto de desarrollo está lista para comenzar o está en curso.	<p>En este punto, debe ser cierto que el proyecto de desarrollo sigue. El proyecto no debe estar sujeto a ningunas contingencias tales como aprobaciones reglamentarias extraordinarias o contratos de ventas. Los costos de capital pronosticados deberían encontrarse incluidos en el presupuesto aprobado para el año actual o siguiente de la entidad que informa.</p> <p>La puerta de decisión para el proyecto es la decisión de empezar a invertir capital en la construcción de instalaciones de producción y/o pozos de desarrollo.</p>
Justificadas para Desarrollo	La implementación del proyecto de desarrollo se justifica sobre la base de condiciones comerciales pronosticadas razonables al momento de reportarlo, y de expectativas razonables de que todas las aprobaciones/contratos requeridos(os) se obtendrán.	<p>Para moverse a este nivel de madurez del proyecto, y por lo tanto tener Reservas asociadas a este, el proyecto de desarrollo debe ser comercialmente viable al momento de reportarlo (ver Sección 2.1.2, Determinación de Comercialidad) y las circunstancias específicas del proyecto. Todas las entidades participantes han acordado y hay evidencia de un proyecto comprometido (intención firme a proceder con el desarrollo dentro de un marco de tiempo razonable). No debería haber contingencias conocidas que pudieran imposibilitar el avance del desarrollo (ver la clase Reservas).</p> <p>La puerta de decisión del proyecto es la decisión de la entidad que informa y de sus socios, si los hubiera, de que el proyecto ha llegado a un nivel de madurez técnica y comercial suficiente para justificar proceder con el desarrollo en ese momento.</p>
Recursos Contingentes	Aquellas cantidades de petróleo estimadas, a partir de una fecha dada, de ser potencialmente recuperadas de las acumulaciones conocidas por la aplicación de proyectos de desarrollo, pero las cuales actualmente no se consideran comercialmente recuperables debido a una o más contingencias.	<p>Los Recursos Contingentes pueden incluir, por ejemplo, proyectos para los cuales actualmente no existen mercados viables, donde una recuperación comercial depende de tecnología aún bajo desarrollo, donde la evaluación de la acumulación es insuficiente para evaluar la comercialidad claramente, donde el plan de desarrollo no ha sido aprobado aún, o donde problemas regulatorios o de aceptación social pueden existir.</p> <p>Los Recursos Contingentes se categorizan adicionalmente de acuerdo con el nivel de certeza asociado con las estimaciones y pueden ser sub-clasificados basado en la madurez del proyecto y/o caracterizados por el estado económico.</p>

CLASIFICACIÓN Y DEFINICIONES DE RESERVAS Y RECURSOS PETROLEROS

Extraídas y Traducidas del Sistema de Gestión de Recursos Petroleros Aprobado por la
Mesa Directiva del Society of Petroleum Engineers (SPE), Junio de 2018

Clase/Subclase	Definición	Lineamientos
Desarrollo Pendiente	Una acumulación descubierta en la que las actividades del proyecto continúan para justificar desarrollo comercial en un futuro previsible.	<p>Se estima que el proyecto tiene potencial razonable para un eventual desarrollo comercial, al punto en que la adquisición de más datos (por ejemplo, perforación, datos sísmicos) y/o evaluaciones están actualmente en curso con vistas a confirmar que el proyecto es comercialmente viable y proveyendo la base para la selección de un plan de desarrollo apropiado. Las contingencias críticas han sido identificadas y se espera resolverlas en forma razonable dentro de un marco de tiempo razonable. Note que los resultados desalentadores de la evaluación podrían llevar a la reclasificación del proyecto a estado de En Espera o No Viable.</p> <p>La puerta de decisión del proyecto es la decisión de asumir la adquisición adicional de datos y/o estudios diseñados para mover el proyecto a un nivel de madurez técnica y comercial en el que una decisión pueda tomarse para proceder con el desarrollo y la producción.</p>
Desarrollo En Espera	Una acumulación descubierta en la que las actividades del proyecto están en espera y/o en la que la justificación como desarrollo comercial puede estar sujeta a retraso significativo.	<p>Se estima que el proyecto tiene potencial para desarrollo comercial. El desarrollo puede estar sujeto a un retraso significativo de tiempo. Note que un cambio en las circunstancias, tal como que ya no hay una posibilidad probable de que se remueva una contingencia crítica en el futuro inmediato, podría llevar a una reclasificación del proyecto a un estado de No Viable.</p> <p>La puerta de decisión del proyecto es la decisión de proceder con la evaluación adicional diseñada para clarificar el potencial del eventual desarrollo comercial o suspender temporalmente o retrasar actividades adicionales pendiente la resolución de las contingencias externas.</p>
Desarrollo No Clarificado	Una acumulación descubierta en la que las actividades del proyecto están bajo evaluación y/o en la que la justificación como desarrollo comercial es desconocida basada en la información disponible.	<p>Se estima que el proyecto tiene potencial para un eventual desarrollo comercial, pero se están llevando a cabo las actividades de evaluación para aclarar el potencial para un eventual desarrollo comercial.</p> <p>Esta subclase requiere una evaluación activa y no debería mantenerse sin un plan para futuras evaluaciones. La subclase debería reflejar las acciones requeridas para mover un proyecto hacia la madurez comercial y la producción económica.</p>
Desarrollo No Viable	Una acumulación descubierta para la que no hay planes actuales para desarrollar ni adquirir datos adicionales al momento debido al potencial limitado de producción.	<p>Se estima que el proyecto no tiene potencial para eventual desarrollo comercial al momento de reportarlo, pero las cantidades recuperables teóricamente están registradas para que se reconozca la oportunidad potencial en el evento de un cambio mayor en las condiciones tecnológicas o comerciales.</p> <p>La puerta de decisión del proyecto es la decisión de no asumir la adquisición adicional de datos o estudios en el proyecto para el futuro inmediato.</p>
Recursos Prospectivos	Aquellas cantidades de petróleo que son estimadas, a partir de una fecha dada, de ser potencialmente recuperables de acumulaciones no descubiertas.	Las acumulaciones potenciales se evalúan de acuerdo con la probabilidad de descubrimiento geológico y, suponiendo un descubrimiento, las cantidades estimadas que serían recuperables bajo los proyectos definidos de desarrollo. Se reconoce que los programas de desarrollo serán significativamente menos detallados y dependerán más de los desarrollos análogos en las fases más tempranas de exploración.
Prospecto (Prospect)	Un proyecto asociado con una acumulación potencial que es suficientemente bien definida para representar un objetivo viable de perforación.	Las actividades del proyecto se enfocan en evaluar la probabilidad de descubrimiento geológico y, suponiendo el descubrimiento, el rango de cantidades potenciales recuperables bajo un programa de desarrollo comercial.
Pista (Lead)	Un proyecto asociado a una acumulación potencial que actualmente está definida levemente y requiere más adquisición de datos y/o evaluación para ser clasificada como un Prospecto.	Las actividades del proyecto se enfocan en adquirir datos adicionales y/o llevar a cabo más evaluación diseñada para confirmar si la Pista puede ser o no madurada hacia un Prospecto. Dicha evaluación incluye la evaluación de la probabilidad de descubrimiento geológico y, suponiendo el descubrimiento, el rango de recuperación potencial bajo escenarios factibles de desarrollo.
Objetivo de Prospección (Play)	Un proyecto asociado con la tendencia prospectiva de prospectos potenciales, pero que requiere más adquisición de datos y/o evaluación para definir Pistas o Prospectos específicos.	Las actividades del proyecto se enfocan en adquirir datos adicionales y/o llevar a cabo más evaluación diseñada para definir Pistas o Prospectos específicos para análisis más detallado de su probabilidad de descubrimiento geológico y, suponiendo el descubrimiento, el rango de recuperación potencial bajo escenarios hipotéticos de desarrollo.

CLASIFICACIÓN Y DEFINICIONES DE RESERVAS Y RECURSOS PETROLEROS

Extraídas y Traducidas del Sistema de Gestión de Recursos Petroleros Aprobado por la
Mesa Directiva del Society of Petroleum Engineers (SPE), Junio de 2018

Tabla 2: Definiciones y Lineamientos del Estado de Reservas

Estado	Definición	Lineamiento
Reservas Desarrolladas	Cantidades que se esperan recuperar de los pozos e instalaciones existentes.	Las Reservas se consideran desarrolladas sólo después de que ha sido instalado el equipo necesario, o cuando los costos para lograrlo son relativamente menores a los del costo de un pozo. Donde las instalaciones requeridas dejan de estar disponibles, puede ser necesario reclasificar Reservas Desarrolladas como No Desarrolladas. Las Reservas Desarrolladas se pueden sub-clasificar aún más como Produciendo o No Produciendo.
Reservas Desarrolladas Produciendo	Cantidades que se esperan recuperar de los intervalos terminados que están abiertos y produciendo a la fecha efectiva de la estimación.	Las Reservas de recuperación mejorada se consideran produciendo sólo después de que el proyecto de recuperación mejorada está en operación.
Reservas Desarrolladas No Produciendo	Reservas de pozos cerrados y detrás de cañería/tubería (behind pipe).	Se espera que las Reservas de pozos cerrados sean recuperadas de (1) intervalos terminados que están abiertos en el momento de la estimación pero que no empezaron todavía a producir, (2) pozos que se cerraron por condiciones del mercado o conexiones a ductos o (3) pozos que no son capaces de producir por razones mecánicas. Se espera que las Reservas detrás de la cañería/tubería (behind pipe) sean recuperadas de las zonas en pozos existentes que requerirán trabajo de terminación adicional o re-terminación futura antes de comenzar la producción con costos menores de acceder a estas Reservas. En todos los casos, la producción puede iniciarse o restaurarse con costos relativamente bajos comparados con el costo de perforar un nuevo pozo.
Reservas No Desarrolladas	Cantidades que se esperan recuperar a través de inversiones futuras significativas.	Se espera que las Reservas No Desarrolladas sean producidas (1) desde nuevos pozos en lugares no perforados en acumulaciones conocidas, (2) de profundización de pozos existentes a un yacimiento diferente (pero conocido), (3) de pozos intermedios (infill) que incrementarán la recuperación o (4) en casos en los cuales se requiere un costo relativamente grande (por ejemplo: cuando se compara con el costo de perforación de un nuevo pozo) para (a) re-terminar un pozo existente o (b) colocar instalaciones de producción o transporte para proyectos de recuperación primaria o mejorada.

CLASIFICACIÓN Y DEFINICIONES DE RESERVAS Y RECURSOS PETROLEROS

Extraídas y Traducidas del Sistema de Gestión de Recursos Petroleros Aprobado por la Mesa Directiva del Society of Petroleum Engineers (SPE), Junio de 2018

Tabla 3: Definiciones y Lineamientos de Categorías de Reservas

Categoría	Definición	Lineamiento
Reservas Probadas	Aquellas cantidades de petróleo, que por análisis de datos de geociencia e ingeniería, pueden estimarse con certeza razonable que son recuperables comercialmente, a partir de una fecha dada en adelante, de yacimientos conocidos y bajo condiciones económicas, métodos de operación y reglamentaciones gubernamentales definidas.	<p>Si se usan métodos determinísticos, el término "certeza razonable" tienen la intención de expresar un alto grado de confianza que las cantidades serán recuperadas. Si se usan métodos probabilísticos, debería haber por lo menos una probabilidad de 90% (P90) que las cantidades realmente recuperadas igualarán o excederán la estimación.</p> <p>El área del yacimiento considerado como Probado incluye (1) el área delineada por la perforación y definida por los contactos de fluido, si los hubiera y (2) porciones no perforadas adyacentes del yacimiento que pueden ser razonablemente juzgadas como contiguas y comercialmente productivas en base a los datos de geociencia e ingeniería disponibles.</p> <p>En ausencia de datos de contactos de fluidos, las cantidades Probadas en el yacimiento están limitadas por el hidrocarburo más bajo (LKH – Lowest Known Hydrocarbon) como se ve en una penetración de pozo a menos que se indique de otra manera por los datos definitivos de geociencia, ingeniería o desempeño de producción. Dicha información definitiva puede incluir análisis de gradiente de presión e indicadores sísmicos. Los datos sísmicos por sí solos pueden no ser suficientes para definir los contactos de fluidos para Reservas Probadas.</p> <p>Las Reservas en ubicaciones no desarrolladas pueden clasificarse como Probadas siempre y cuando:</p> <ul style="list-style-type: none"> A. Las ubicaciones estén en áreas no perforadas del yacimiento que puedan juzgarse con certeza razonable que son comercialmente maduras y económicamente productivas. B. Las interpretaciones de los datos de geociencia e ingeniería disponibles indican con certeza razonable que la formación del objetivo es lateralmente continua con ubicaciones Probadas perforadas. <p>Para las Reservas Probadas, la eficiencia de recuperación aplicada a estos yacimientos debería definirse basado en un rango de posibilidades respaldadas por análogos y criterios sólidos de ingeniería considerando las características del área Probada y el programa de desarrollo aplicado.</p>
Reservas Probables	Aquellas Reservas adicionales que el análisis de datos de geociencia e ingeniería indica que son menos probables de ser recuperadas que las Reservas Probadas pero con más certeza de ser recuperadas que las Reservas Posibles.	<p>Es igualmente posible que las cantidades remanentes reales recuperadas sean mayores que o menores que la suma de las Reservas Probadas más Probables (2P) estimadas. En este contexto, cuando se usan los métodos probabilísticos, debería haber por lo menos una probabilidad de 50% (P50) que las cantidades realmente recuperadas igualarán o excederán la estimación 2P.</p> <p>Las Reservas Probables pueden asignarse a áreas de un yacimiento adyacente a Probadas en las que el control de datos o interpretaciones de los datos disponibles tienen menos certeza. La continuidad del yacimiento interpretado puede no satisfacer los criterios de certeza razonable.</p> <p>Las estimaciones Probables también incluyen recuperaciones incrementales asociadas con las eficiencias de recuperación de proyecto más allá de las que fueron asumidas para las Probadas.</p>
Reservas Posibles	Aquellas Reservas adicionales que el análisis de datos de geociencia e ingeniería indica que son menos probables de ser recuperadas que las Reservas Probables.	<p>La cantidad total recuperada al final del proyecto tiene una baja probabilidad de exceder la suma de las Reservas Probadas más Probables más Posibles (3P), que es equivalente al escenario de estimación alta. Cuando se usan los métodos probabilísticos, debería haber por lo menos una probabilidad de 10% (P10) que las cantidades realmente recuperadas igualarán o excederán la estimación 3P.</p> <p>Las Reservas Posibles pueden asignarse a áreas de un yacimiento adyacente a las Probables en las que el control de datos e interpretaciones de los datos disponibles tienen progresivamente menos certeza. A menudo, esto puede ser en áreas en las que los datos de geociencia e ingeniería no pueden definir claramente el área y los límites verticales de producción económica del yacimiento mediante un proyecto maduro comercialmente definido.</p> <p>Las estimaciones Posibles también incluyen cantidades incrementales asociadas con las eficiencias de recuperación del proyecto más allá de lo que fue asumido para las Probables.</p>



CLASIFICACIÓN Y DEFINICIONES DE RESERVAS Y RECURSOS PETROLEROS

Extraídas y Traducidas del Sistema de Gestión de Recursos Petroleros Aprobado por la
Mesa Directiva del Society of Petroleum Engineers (SPE), Junio de 2018

Categoría	Definición	Lineamiento
Reservas Probables y Posibles	Ver más arriba los criterios separados para las Reservas Probables y Reservas Posibles.	<p>Las estimaciones 2P y 3P pueden basarse en las interpretaciones técnicas alternativas razonables dentro del yacimiento y/o proyecto sujeto a que estén claramente documentadas, incluyendo comparaciones con los resultados en proyectos similares que hayan sido exitosos.</p> <p>En acumulaciones convencionales, las Reservas Probables y/o Posibles pueden asignarse donde los datos de geociencia e ingeniería identifican porciones directamente adyacentes de un yacimiento dentro de la misma acumulación que puede estar separada de las áreas Probadas por fallas menores u otras discontinuidades geológicas y no han sido penetradas por un pozo, pero son interpretadas como en comunicación con el yacimiento conocido (Probado). Las Reservas Probables o Posibles pueden asignarse a áreas que son estructuralmente más altas que el área Probada. Las Reservas Posibles (y en algunos casos Probables) pueden asignarse a áreas que son estructuralmente más bajas que el área adyacente Probada o 2P.</p> <p>Se debe actuar con precaución al asignar Reservas a yacimientos adyacentes aislados por fallas mayores, potencialmente sellantes, hasta que este yacimiento sea penetrado y evaluado como comercialmente maduro y económicamente productivo. La justificación de asignar Reservas en tales casos debería documentarse con claridad. Las Reservas no deberían asignarse a áreas que están claramente separadas de una acumulación conocida por un yacimiento no productivo (o sea, ausencia de yacimiento, yacimiento estructuralmente bajo o resultados negativos de ensayos); dichas áreas pueden contener Recursos Prospectivos.</p> <p>En las acumulaciones convencionales, en las que la perforación ha definido una elevación de nivel de petróleo conocido más alto (HKO – Highest Known Oil) y existe el potencial para un casquete de gas asociado, las Reservas Probadas de petróleo sólo deberían ser asignadas en porciones estructuralmente más altas del yacimiento si hay certeza razonable de que dichas porciones están inicialmente por encima de la presión de burbuja basado en los análisis de ingeniería documentados. Las porciones del yacimiento que no cumplen con esta certeza pueden ser asignadas como petróleo y/o gas Probable y Posible basado en las propiedades del fluido del yacimiento y las interpretaciones del gradiente de presión.</p>

PROYECCIÓN RESUMEN DE RESERVAS E INGRESOS
A PARTIR DEL 31 DE DICIEMBRE DE 2020

BLOQUES A-10 Y CS-01
ESTADO DE TABASCO
MÉXICO

PARTICIPACIÓN DE
VISTA OIL & GAS HOLDING II S.A. DE C.V.

RESERVAS PROBADAS DESARROLLADAS TOTALES

PERÍODO TERMINANDO D-M-A	RESERVAS BRUTAS		RESERVAS NETAS				PRECIOS PROMEDIO			INGRESOS BRUTOS			TOTAL M\$
	ACEITE	GAS	ACEITE	LGN	GAS	EQUIV	ACEITE	LGN	GAS	ACEITE	LGN	GAS	
	MBBL	MMCF	MBBL	MBBL	MMCF	MBOE	\$/BBL	\$/BBL	\$/MCF	M\$	M\$	M\$	
31-12-2021	176.3	670.7	41.9	0.0	163.1	69.1	33.38	0.00	1.906	1,397.9	0.0	311.0	1,708.9
31-12-2022	173.0	589.9	41.1	0.0	143.4	65.0	33.38	0.00	1.906	1,371.6	0.0	273.3	1,644.8
31-12-2023	130.6	486.3	31.0	0.0	118.2	50.7	33.38	0.00	1.912	1,035.0	0.0	226.0	1,261.0
31-12-2024	95.4	362.9	22.7	0.0	88.2	37.4	33.38	0.00	1.950	756.6	0.0	172.1	928.7
31-12-2025	68.3	305.1	16.2	0.0	74.2	28.6	33.38	0.00	1.951	541.7	0.0	144.8	686.5
31-12-2026	46.5	255.0	11.1	0.0	62.0	21.4	33.38	0.00	1.952	368.9	0.0	121.0	489.9
31-12-2027	0.0	198.4	0.0	0.0	48.3	8.1	0.00	0.00	1.958	0.0	0.0	94.6	94.6
31-12-2028	0.0	168.7	0.0	0.0	41.1	6.8	0.00	0.00	1.958	0.0	0.0	80.4	80.4
31-12-2029	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00	0.00	0.000	0.0	0.0	0.0	0.0
SUBTOTAL	690.3	3,037.0	163.9	0.0	738.5	287.0	33.38	0.00	1.927	5,471.7	0.0	1,423.2	6,895.0
REMANENTE	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00	0.00	0.000	0.0	0.0	0.0	0.0
TOTAL	690.3	3,037.0	163.9	0.0	738.5	287.0	33.38	0.00	1.927	5,471.7	0.0	1,423.2	6,895.0
PROD ACUM	9,766.4	76,445.4											
ÚLTIMO	10,456.6	79,482.4											

PERÍODO TERMINANDO D-M-A	NÚMERO DE TERMINACIONES ACTIVAS		DEDUCCIONES/EGRESOS NETOS					INGRESOS NETOS FUTUROS			PERFIL DEL VALOR PRESENTE	
			IMPUESTOS		COSTO DE	COSTO DE	GASTOS DE	SIN DESCONTAR		DESC A 10.000%	TASA DESC	VP ACUM
	BRUTAS	NETAS	PRODUCCIÓN	AD VALÖREM	CAPITAL	ABANDONO	OPERACIÓN	PERÍODO	ACUMULADO	ACUMULADO	%	M\$
			M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	
31-12-2021	16	8.0	0.0	0.0	1,285.2	0.0	611.2	-187.5	-187.5	-210.1	8.000	1,194.8
31-12-2022	16	8.0	0.0	0.0	0.0	0.0	607.7	1,037.1	849.6	692.0	12.000	1,192.1
31-12-2023	16	8.0	0.0	0.0	0.0	0.0	583.0	678.0	1,527.6	1,228.4	15.000	1,169.8
31-12-2024	15	7.5	0.0	0.0	0.0	0.0	517.3	411.4	1,939.1	1,524.5	20.000	1,110.9
31-12-2025	13	6.5	0.0	0.0	0.0	0.0	466.8	219.7	2,158.8	1,668.5	25.000	1,038.3
31-12-2026	11	5.5	0.0	0.0	0.0	0.0	412.0	77.9	2,236.7	1,715.2	30.000	961.1
31-12-2027	1	0.5	0.0	0.0	0.0	0.0	73.5	21.1	2,257.8	1,726.6	35.000	884.5
31-12-2028	1	0.5	0.0	0.0	0.0	0.0	72.8	7.7	2,265.4	1,730.4	40.000	811.1
31-12-2029	0	0.0	0.0	0.0	0.0	1,250.0	0.0	-1,250.0	1,015.4	1,198.2	45.000	742.0
											50.000	677.7
SUBTOTAL			0.0	0.0	1,285.2	1,250.0	3,344.3	1,015.4	1,015.4	1,198.2		
REMANENTE			0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1,015.4	1,198.2		
TOTAL DE 8.0 AÑOS			0.0	0.0	1,285.2	1,250.0	3,344.3	1,015.4	1,015.4	1,198.2		

Tabla 1

Todas las estimaciones y los anexos del presente son parte de este informe de NSI y están sujetos a sus parámetros y condiciones.

CON BASE EN PARÁMETROS DE PRECIO Y COSTO CONSTANTES

PROYECCIÓN RESUMEN DE RESERVAS E INGRESOS
A PARTIR DEL 31 DE DICIEMBRE DE 2020

BLOQUES A-10 Y CS-01
ESTADO DE TABASCO
MÉXICO

PARTICIPACIÓN DE
VISTA OIL & GAS HOLDING II S.A. DE C.V.

RESERVAS PROBADAS DESARROLLADAS PRODUCIENDO

PERÍODO TERMINANDO D-M-A	RESERVAS BRUTAS		RESERVAS NETAS				PRECIOS PROMEDIO			INGRESOS BRUTOS			TOTAL M\$
	ACEITE	GAS	ACEITE	LGN	GAS	EQUIV	ACEITE	LGN	GAS	ACEITE	LGN	GAS	
	MBBL	MMCF	MBBL	MBBL	MMCF	MBOE	\$/BBL	\$/BBL	\$/MCF	M\$	M\$	M\$	
31-12-2021	80.9	626.3	19.2	0.0	152.5	44.6	33.38	0.00	1.908	641.0	0.0	291.0	932.0
31-12-2022	61.5	532.1	14.6	0.0	129.6	36.2	33.38	0.00	1.908	487.2	0.0	247.2	734.4
31-12-2023	46.9	442.3	11.1	0.0	107.7	29.1	33.38	0.00	1.914	371.6	0.0	206.2	577.8
31-12-2024	0.0	323.1	0.0	0.0	78.7	13.1	0.00	0.00	1.958	0.0	0.0	154.1	154.1
31-12-2025	0.0	274.6	0.0	0.0	66.9	11.2	0.00	0.00	1.958	0.0	0.0	131.0	131.0
31-12-2026	0.0	233.4	0.0	0.0	56.9	9.5	0.00	0.00	1.958	0.0	0.0	111.3	111.3
31-12-2027	0.0	198.4	0.0	0.0	48.3	8.1	0.00	0.00	1.958	0.0	0.0	94.6	94.6
31-12-2028	0.0	168.7	0.0	0.0	41.1	6.8	0.00	0.00	1.958	0.0	0.0	80.4	80.4
31-12-2029	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00	0.00	0.000	0.0	0.0	0.0	0.0
SUBTOTAL	189.2	2,799.0	44.9	0.0	681.7	158.6	33.38	0.00	1.930	1,499.8	0.0	1,315.8	2,815.7
REMANENTE	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00	0.00	0.000	0.0	0.0	0.0	0.0
TOTAL	189.2	2,799.0	44.9	0.0	681.7	158.6	33.38	0.00	1.930	1,499.8	0.0	1,315.8	2,815.7
PROD ACUM ÚLTIMO	9,740.4	76,103.6											
	9,929.6	78,902.6											

PERÍODO TERMINANDO D-M-A	NÚMERO DE TERMINACIONES ACTIVAS		DEDUCCIONES/EGRESOS NETOS					INGRESOS NETOS FUTUROS			PERFIL DEL VALOR PRESENTE	
			IMPUESTOS		COSTO DE	COSTO DE	GASTOS DE	SIN DESCONTAR		DESC A 10.000%	TASA DESC	VP ACUM
	BRUTAS	NETAS	PRODUCCIÓN	AD VALÖREM	CAPITAL	ABANDONO	OPERACIÓN	PERÍODO	ACUMULADO	ACUMULADO	%	M\$
			M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	
31-12-2021	9	4.5	0.0	0.0	0.0	0.0	426.3	505.7	505.7	484.0	8.000	430.9
31-12-2022	9	4.5	0.0	0.0	0.0	0.0	415.5	319.0	824.7	761.7	12.000	549.4
31-12-2023	9	4.5	0.0	0.0	0.0	0.0	403.2	174.6	999.3	900.1	15.000	607.6
31-12-2024	1	0.5	0.0	0.0	0.0	0.0	76.6	77.5	1,076.8	955.8	20.000	666.1
31-12-2025	1	0.5	0.0	0.0	0.0	0.0	75.4	55.6	1,132.4	992.1	25.000	693.6
31-12-2026	1	0.5	0.0	0.0	0.0	0.0	74.4	36.9	1,169.3	1,014.0	30.000	702.5
31-12-2027	1	0.5	0.0	0.0	0.0	0.0	73.5	21.1	1,190.4	1,025.5	35.000	700.5
31-12-2028	1	0.5	0.0	0.0	0.0	0.0	72.8	7.7	1,198.1	1,029.3	40.000	692.0
31-12-2029	0	0.0	0.0	0.0	0.0	1,250.0	0.0	-1,250.0	-51.9	497.0	45.000	679.9
											50.000	665.9
SUBTOTAL			0.0	0.0	0.0	1,250.0	1,617.6	-51.9	-51.9	497.0		
REMANENTE			0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-51.9	497.0		
TOTAL DE 8.0 AÑOS			0.0	0.0	0.0	1,250.0	1,617.6	-51.9	-51.9	497.0		

Tabla II

Todas las estimaciones y los anexos del presente son parte de este informe de NSI y están sujetos a sus parámetros y condiciones.

CON BASE EN PARÁMETROS DE PRECIO Y COSTO CONSTANTES

PROYECCIÓN RESUMEN DE RESERVAS E INGRESOS
A PARTIR DEL 31 DE DICIEMBRE DE 2020

BLOQUES A-10 Y CS-01
ESTADO DE TABASCO
MÉXICO

PARTICIPACIÓN DE
VISTA OIL & GAS HOLDING II S.A. DE C.V.

RESERVAS PROBADAS DESARROLLADAS NO PRODUCIENDO

PERÍODO TERMINANDO D-M-A	RESERVAS BRUTAS		RESERVAS NETAS				PRECIOS PROMEDIO			INGRESOS BRUTOS			TOTAL M\$
	ACEITE	GAS	ACEITE	LGN	GAS	EQUIV	ACEITE	LGN	GAS	ACEITE	LGN	GAS	
	MBBL	MMCF	MBBL	MBBL	MMCF	MBOE	\$/BBL	\$/BBL	\$/MCF	M\$	M\$	M\$	
31-12-2021	95.5	44.4	22.7	0.0	10.6	24.4	33.38	0.00	1.890	756.9	0.0	20.0	776.9
31-12-2022	111.6	57.8	26.5	0.0	13.8	28.8	33.38	0.00	1.890	884.4	0.0	26.1	910.4
31-12-2023	83.7	44.0	19.9	0.0	10.5	21.6	33.38	0.00	1.890	663.4	0.0	19.8	683.2
31-12-2024	95.4	39.9	22.7	0.0	9.5	24.3	33.38	0.00	1.890	756.6	0.0	18.0	774.6
31-12-2025	68.3	30.5	16.2	0.0	7.3	17.4	33.38	0.00	1.890	541.7	0.0	13.8	555.5
31-12-2026	46.5	21.5	11.1	0.0	5.1	11.9	33.38	0.00	1.890	368.9	0.0	9.7	378.6
31-12-2027	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00	0.00	0.000	0.0	0.0	0.0	0.0
31-12-2028	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00	0.00	0.000	0.0	0.0	0.0	0.0
31-12-2029	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00	0.00	0.000	0.0	0.0	0.0	0.0
SUBTOTAL	501.1	238.0	119.0	0.0	56.8	128.5	33.38	0.00	1.890	3,971.9	0.0	107.4	4,079.3
REMANENTE	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00	0.00	0.000	0.0	0.0	0.0	0.0
TOTAL	501.1	238.0	119.0	0.0	56.8	128.5	33.38	0.00	1.890	3,971.9	0.0	107.4	4,079.3
PROD ACUM	25.9	341.7											
ÚLTIMO	527.0	579.7											

PERÍODO TERMINANDO D-M-A	NÚMERO DE TERMINACIONES ACTIVAS BRUTAS NETAS		DEDUCCIONES/EGRESOS NETOS					INGRESOS NETOS FUTUROS			PERFIL DEL VALOR PRESENTE	
			IMPUESTOS		COSTO DE	COSTO DE	GASTOS DE	SIN DESCONTAR		DESC A 10.000%	TASA DESC	VP ACUM
			PRODUCCIÓN	AD VALÖREM	CAPITAL	ABANDONO	OPERACIÓN	PERÍODO	ACUMULADO	ACUMULADO	%	M\$
		M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$				
31-12-2021	7	3.5	0.0	0.0	1,285.2	0.0	184.9	-693.2	-693.2	-694.1	8.000	763.9
31-12-2022	7	3.5	0.0	0.0	0.0	0.0	192.3	718.1	24.9	-69.7	12.000	642.7
31-12-2023	7	3.5	0.0	0.0	0.0	0.0	179.8	503.4	528.3	328.4	15.000	562.3
31-12-2024	14	7.0	0.0	0.0	0.0	0.0	440.7	333.9	862.3	568.8	20.000	444.9
31-12-2025	12	6.0	0.0	0.0	0.0	0.0	391.4	164.1	1,026.4	676.4	25.000	344.7
31-12-2026	10	5.0	0.0	0.0	0.0	0.0	337.6	40.9	1,067.3	701.2	30.000	258.6
31-12-2027	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1,067.3	701.2	35.000	184.0
31-12-2028	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1,067.3	701.2	40.000	119.0
31-12-2029	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1,067.3	701.2	45.000	62.1
											50.000	11.8
SUBTOTAL			0.0	0.0	1,285.2	0.0	1,726.7	1,067.3	1,067.3	701.2		
REMANENTE			0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1,067.3	701.2		
TOTAL DE 8.0 AÑOS			0.0	0.0	1,285.2	0.0	1,726.7	1,067.3	1,067.3	701.2		

Tabla III

Todas las estimaciones y los anexos del presente son parte de este informe de NSI y están sujetos a sus parámetros y condiciones.

CON BASE EN PARÁMETROS DE PRECIO Y COSTO CONSTANTES

PROYECCIÓN RESUMEN DE RESERVAS E INGRESOS
A PARTIR DEL 31 DE DICIEMBRE DE 2020

BLOQUE A-10
ESTADO DE TABASCO
MÉXICO

PARTICIPACIÓN DE
VISTA OIL & GAS HOLDING II S.A. DE C.V.

RESERVAS PROBADAS DESARROLLADAS PRODUCIENDO

PERÍODO TERMINANDO D-M-A	RESERVAS BRUTAS		RESERVAS NETAS				PRECIOS PROMEDIO			INGRESOS BRUTOS			TOTAL M\$
	ACEITE	GAS	ACEITE	LGN	GAS	EQUIV	ACEITE	LGN	GAS	ACEITE	LGN	GAS	
	MBBL	MMCF	MBBL	MBBL	MMCF	MBOE	\$/BBL	\$/BBL	\$/MCF	M\$	M\$	M\$	
31-12-2021	0.0	614.7	0.0	0.0	149.8	25.0	0.00	0.00	1.908	0.0	0.0	285.7	285.7
31-12-2022	0.0	522.5	0.0	0.0	127.3	21.2	0.00	0.00	1.908	0.0	0.0	242.9	242.9
31-12-2023	0.0	434.2	0.0	0.0	105.8	17.6	0.00	0.00	1.915	0.0	0.0	202.5	202.5
31-12-2024	0.0	323.1	0.0	0.0	78.7	13.1	0.00	0.00	1.958	0.0	0.0	154.1	154.1
31-12-2025	0.0	274.6	0.0	0.0	66.9	11.2	0.00	0.00	1.958	0.0	0.0	131.0	131.0
31-12-2026	0.0	233.4	0.0	0.0	56.9	9.5	0.00	0.00	1.958	0.0	0.0	111.3	111.3
31-12-2027	0.0	198.4	0.0	0.0	48.3	8.1	0.00	0.00	1.958	0.0	0.0	94.6	94.6
31-12-2028	0.0	168.7	0.0	0.0	41.1	6.8	0.00	0.00	1.958	0.0	0.0	80.4	80.4
31-12-2029	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00	0.00	0.000	0.0	0.0	0.0	0.0
SUBTOTAL	0.0	2,769.6	0.0	0.0	674.7	112.5	0.00	0.00	1.931	0.0	0.0	1,302.6	1,302.6
REMANENTE	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00	0.00	0.000	0.0	0.0	0.0	0.0
TOTAL	0.0	2,769.6	0.0	0.0	674.7	112.5	0.00	0.00	1.931	0.0	0.0	1,302.6	1,302.6
PROD ACUM ÚLTIMO	75.6	29,749.3	75.6	32,518.8									

PERÍODO TERMINANDO D-M-A	NÚMERO DE TERMINACIONES ACTIVAS		DEDUCCIONES/EGRESOS NETOS					INGRESOS NETOS FUTUROS			PERFIL DEL VALOR PRESENTE	
			IMPUESTOS		COSTO DE	COSTO DE	GASTOS DE	SIN DESCONTAR		DESC A 10.000%	TASA DESC	VP ACUM
	BRUTAS	NETAS	PRODUCCIÓN	AD VALÖREM	CAPITAL	ABANDONO	OPERACIÓN	PERÍODO	ACUMULADO	ACUMULADO	%	M\$
			M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	
31-12-2021	2	1.0	0.0	0.0	0.0	0.0	106.1	179.6	179.6	171.6	8.000	448.7
31-12-2022	2	1.0	0.0	0.0	0.0	0.0	103.8	139.0	318.6	292.4	12.000	431.8
31-12-2023	2	1.0	0.0	0.0	0.0	0.0	97.9	104.6	423.2	375.1	15.000	418.5
31-12-2024	1	0.5	0.0	0.0	0.0	0.0	76.6	77.5	500.7	430.8	20.000	396.6
31-12-2025	1	0.5	0.0	0.0	0.0	0.0	75.4	55.6	556.3	467.1	25.000	375.7
31-12-2026	1	0.5	0.0	0.0	0.0	0.0	74.4	36.9	593.3	489.1	30.000	356.3
31-12-2027	1	0.5	0.0	0.0	0.0	0.0	73.5	21.1	614.4	500.5	35.000	338.5
31-12-2028	1	0.5	0.0	0.0	0.0	0.0	72.8	7.7	622.0	504.3	40.000	322.4
31-12-2029	0	0.0	0.0	0.0	0.0	150.0	0.0	-150.0	472.0	440.4	45.000	307.8
											50.000	294.6
SUBTOTAL			0.0	0.0	0.0	150.0	680.5	472.0	472.0	440.4		
REMANENTE			0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	472.0	440.4		
TOTAL DE 8.0 AÑOS			0.0	0.0	0.0	150.0	680.5	472.0	472.0	440.4		

Tabla IV

Todas las estimaciones y los anexos del presente son parte de este informe de NSI y están sujetos a sus parámetros y condiciones.

CON BASE EN PARÁMETROS DE PRECIO Y COSTO CONSTANTES

PROYECCIÓN RESUMEN DE RESERVAS E INGRESOS
A PARTIR DEL 31 DE DICIEMBRE DE 2020

BLOQUE CS-01
ESTADO DE TABASCO
MÉXICO

PARTICIPACIÓN DE
VISTA OIL & GAS HOLDING II S.A. DE C.V.

RESERVAS PROBADAS DESARROLLADAS TOTALES

PERÍODO TERMINANDO D-M-A	RESERVAS BRUTAS		RESERVAS NETAS				PRECIOS PROMEDIO			INGRESOS BRUTOS			TOTAL M\$
	ACEITE	GAS	ACEITE	LGN	GAS	EQUIV	ACEITE	LGN	GAS	ACEITE	LGN	GAS	
	MBBL	MMCF	MBBL	MBBL	MMCF	MBOE	\$/BBL	\$/BBL	\$/MCF	M\$	M\$	M\$	
31-12-2021	176.3	56.0	41.9	0.0	13.4	44.1	33.38	0.00	1.890	1,397.9	0.0	25.3	1,423.2
31-12-2022	173.0	67.4	41.1	0.0	16.1	43.8	33.38	0.00	1.890	1,371.6	0.0	30.4	1,402.0
31-12-2023	130.6	52.1	31.0	0.0	12.4	33.1	33.38	0.00	1.890	1,035.0	0.0	23.5	1,058.5
31-12-2024	95.4	39.9	22.7	0.0	9.5	24.3	33.38	0.00	1.890	756.6	0.0	18.0	774.6
31-12-2025	68.3	30.5	16.2	0.0	7.3	17.4	33.38	0.00	1.890	541.7	0.0	13.8	555.5
31-12-2026	46.5	21.5	11.1	0.0	5.1	11.9	33.38	0.00	1.890	368.9	0.0	9.7	378.6
31-12-2027	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00	0.00	0.000	0.0	0.0	0.0	0.0
31-12-2028	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00	0.00	0.000	0.0	0.0	0.0	0.0
31-12-2029	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00	0.00	0.000	0.0	0.0	0.0	0.0
SUBTOTAL	690.3	267.5	163.9	0.0	63.8	174.6	33.38	0.00	1.890	5,471.7	0.0	120.6	5,592.4
REMANENTE	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00	0.00	0.000	0.0	0.0	0.0	0.0
TOTAL	690.3	267.5	163.9	0.0	63.8	174.6	33.38	0.00	1.890	5,471.7	0.0	120.6	5,592.4
PROD ACUM	9,690.7	46,696.1											
ÚLTIMO	10,381.0	46,963.5											

PERÍODO TERMINANDO D-M-A	NÚMERO DE TERMINACIONES ACTIVAS	DEDUCCIONES/EGRESOS NETOS					INGRESOS NETOS FUTUROS			PERFIL DEL VALOR PRESENTE		
		IMPUESTOS		COSTO DE CAPITAL	COSTO DE ABANDONO	GASTOS DE OPERACIÓN	SIN DESCONTAR		DESC A 10.000%	TASA DESC	VP ACUM	
		PRODUCCIÓN	AD VALÖREM				PERÍODO	ACUMULADO				ACUMULADO
		M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	%	M\$		
31-12-2021	14	7.0	0.0	0.0	1,285.2	0.0	505.1	-367.1	-367.1	-381.7	8.000	746.1
31-12-2022	14	7.0	0.0	0.0	0.0	0.0	503.9	898.1	531.0	399.6	12.000	760.3
31-12-2023	14	7.0	0.0	0.0	0.0	0.0	485.1	573.4	1,104.4	853.3	15.000	751.3
31-12-2024	14	7.0	0.0	0.0	0.0	0.0	440.7	333.9	1,438.3	1,093.8	20.000	714.3
31-12-2025	12	6.0	0.0	0.0	0.0	0.0	391.4	164.1	1,602.5	1,201.4	25.000	662.6
31-12-2026	10	5.0	0.0	0.0	0.0	0.0	337.6	40.9	1,643.4	1,226.1	30.000	604.9
31-12-2027	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1,643.4	1,226.1	35.000	546.0
31-12-2028	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1,643.4	1,226.1	40.000	488.7
31-12-2029	0	0.0	0.0	0.0	0.0	1,100.0	0.0	-1,100.0	543.4	757.8	45.000	434.2
											50.000	383.1
SUBTOTAL			0.0	0.0	1,285.2	1,100.0	2,663.8	543.4	543.4	757.8		
REMANENTE			0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	543.4	757.8		
TOTAL DE 8.0 AÑOS			0.0	0.0	1,285.2	1,100.0	2,663.8	543.4	543.4	757.8		

Tabla V

Todas las estimaciones y los anexos del presente son parte de este informe de NSI y están sujetos a sus parámetros y condiciones.

CON BASE EN PARÁMETROS DE PRECIO Y COSTO CONSTANTES

PROYECCIÓN RESUMEN DE RESERVAS E INGRESOS
A PARTIR DEL 31 DE DICIEMBRE DE 2020

BLOQUE CS-01
ESTADO DE TABASCO
MÉXICO

PARTICIPACIÓN DE
VISTA OIL & GAS HOLDING II S.A. DE C.V.

RESERVAS PROBADAS DESARROLLADAS PRODUCIENDO

PERÍODO TERMINANDO D-M-A	RESERVAS BRUTAS		RESERVAS NETAS				PRECIOS PROMEDIO			INGRESOS BRUTOS			TOTAL M\$
	ACEITE	GAS	ACEITE	LGN	GAS	EQUIV	ACEITE	LGN	GAS	ACEITE	LGN	GAS	
	MBBL	MMCF	MBBL	MBBL	MMCF	MBOE	\$/BBL	\$/BBL	\$/MCF	M\$	M\$	M\$	
31-12-2021	80.9	11.6	19.2	0.0	2.8	19.7	33.38	0.00	1.890	641.0	0.0	5.2	646.3
31-12-2022	61.5	9.6	14.6	0.0	2.3	15.0	33.38	0.00	1.890	487.2	0.0	4.4	491.6
31-12-2023	46.9	8.1	11.1	0.0	1.9	11.5	33.38	0.00	1.890	371.6	0.0	3.7	375.3
31-12-2024	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00	0.00	0.000	0.0	0.0	0.0	0.0
31-12-2025	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00	0.00	0.000	0.0	0.0	0.0	0.0
31-12-2026	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00	0.00	0.000	0.0	0.0	0.0	0.0
31-12-2027	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00	0.00	0.000	0.0	0.0	0.0	0.0
31-12-2028	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00	0.00	0.000	0.0	0.0	0.0	0.0
31-12-2029	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00	0.00	0.000	0.0	0.0	0.0	0.0
SUBTOTAL	189.2	29.4	44.9	0.0	7.0	46.1	33.38	0.00	1.890	1,499.8	0.0	13.3	1,513.1
REMANENTE	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00	0.00	0.000	0.0	0.0	0.0	0.0
TOTAL	189.2	29.4	44.9	0.0	7.0	46.1	33.38	0.00	1.890	1,499.8	0.0	13.3	1,513.1
PROD ACUM	9,664.8	46,354.4											
ÚLTIMO	9,854.0	46,383.8											

PERÍODO TERMINANDO D-M-A	NÚMERO DE TERMINACIONES ACTIVAS		DEDUCCIONES/EGRESOS NETOS					INGRESOS NETOS FUTUROS			PERFIL DEL VALOR PRESENTE	
			IMPUESTOS		COSTO DE	COSTO DE	GASTOS DE	SIN DESCONTAR		DESC A 10.000%	TASA DESC	VP ACUM
	BRUTAS	NETAS	PRODUCCIÓN	AD VALÖREM	CAPITAL	ABANDONO	OPERACIÓN	PERÍODO	ACUMULADO	ACUMULADO	%	M\$
			M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	
31-12-2021	7	3.5	0.0	0.0	0.0	0.0	320.1	326.1	326.1	312.3	8.000	-17.8
31-12-2022	7	3.5	0.0	0.0	0.0	0.0	311.6	179.9	506.1	469.2	12.000	117.6
31-12-2023	7	3.5	0.0	0.0	0.0	0.0	305.3	70.0	576.1	525.0	15.000	189.0
31-12-2024	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	576.1	525.0	20.000	269.5
31-12-2025	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	576.1	525.0	25.000	317.9
31-12-2026	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	576.1	525.0	30.000	346.3
31-12-2027	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	576.1	525.0	35.000	362.0
31-12-2028	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	576.1	525.0	40.000	369.6
31-12-2029	0	0.0	0.0	0.0	0.0	1,100.0	0.0	-1,100.0	-523.9	56.6	45.000	372.1
											50.000	371.3
SUBTOTAL			0.0	0.0	0.0	1,100.0	937.0	-523.9	-523.9	56.6		
REMANENTE			0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-523.9	56.6		
TOTAL DE 8.0 AÑOS			0.0	0.0	0.0	1,100.0	937.0	-523.9	-523.9	56.6		

Tabla VI

Todas las estimaciones y los anexos del presente son parte de este informe de NSI y están sujetos a sus parámetros y condiciones.

CON BASE EN PARÁMETROS DE PRECIO Y COSTO CONSTANTES

PROYECCIÓN RESUMEN DE RESERVAS E INGRESOS
A PARTIR DEL 31 DE DICIEMBRE DE 2020

BLOQUE CS-01
ESTADO DE TABASCO
MÉXICO

PARTICIPACIÓN DE
VISTA OIL & GAS HOLDING II S.A. DE C.V.

RESERVAS PROBADAS DESARROLLADAS NO PRODUCIENDO

PERÍODO TERMINANDO D-M-A	RESERVAS BRUTAS		RESERVAS NETAS				PRECIOS PROMEDIO			INGRESOS BRUTOS			TOTAL M\$
	ACEITE	GAS	ACEITE	LGN	GAS	EQUIV	ACEITE	LGN	GAS	ACEITE	LGN	GAS	
	MBBL	MMCF	MBBL	MBBL	MMCF	MBOE	\$/BBL	\$/BBL	\$/MCF	M\$	M\$	M\$	
31-12-2021	95.5	44.4	22.7	0.0	10.6	24.4	33.38	0.00	1.890	756.9	0.0	20.0	776.9
31-12-2022	111.6	57.8	26.5	0.0	13.8	28.8	33.38	0.00	1.890	884.4	0.0	26.1	910.4
31-12-2023	83.7	44.0	19.9	0.0	10.5	21.6	33.38	0.00	1.890	663.4	0.0	19.8	683.2
31-12-2024	95.4	39.9	22.7	0.0	9.5	24.3	33.38	0.00	1.890	756.6	0.0	18.0	774.6
31-12-2025	68.3	30.5	16.2	0.0	7.3	17.4	33.38	0.00	1.890	541.7	0.0	13.8	555.5
31-12-2026	46.5	21.5	11.1	0.0	5.1	11.9	33.38	0.00	1.890	368.9	0.0	9.7	378.6
31-12-2027	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00	0.00	0.000	0.0	0.0	0.0	0.0
31-12-2028	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00	0.00	0.000	0.0	0.0	0.0	0.0
31-12-2029	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00	0.00	0.000	0.0	0.0	0.0	0.0
SUBTOTAL	501.1	238.0	119.0	0.0	56.8	128.5	33.38	0.00	1.890	3,971.9	0.0	107.4	4,079.3
REMANENTE	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00	0.00	0.000	0.0	0.0	0.0	0.0
TOTAL	501.1	238.0	119.0	0.0	56.8	128.5	33.38	0.00	1.890	3,971.9	0.0	107.4	4,079.3
PROD ACUM	25.9	341.7											
ÚLTIMO	527.0	579.7											

PERÍODO TERMINANDO D-M-A	NÚMERO DE TERMINACIONES ACTIVAS		DEDUCCIONES/EGRESOS NETOS					INGRESOS NETOS FUTUROS			PERFIL DEL VALOR PRESENTE	
			IMPUESTOS		COSTO DE CAPITAL	COSTO DE ABANDONO	GASTOS DE OPERACIÓN	SIN DESCONTAR		DESC A 10.000%	TASA DESC	VP ACUM
			PRODUCCIÓN	AD VALÖREM				PERÍODO	ACUMULADO			
	BRUTAS	NETAS	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	%	M\$
31-12-2021	7	3.5	0.0	0.0	1,285.2	0.0	184.9	-693.2	-693.2	-694.1	8.000	763.9
31-12-2022	7	3.5	0.0	0.0	0.0	0.0	192.3	718.1	24.9	-69.7	12.000	642.7
31-12-2023	7	3.5	0.0	0.0	0.0	0.0	179.8	503.4	528.3	328.4	15.000	562.3
31-12-2024	14	7.0	0.0	0.0	0.0	0.0	440.7	333.9	862.3	568.8	20.000	444.9
31-12-2025	12	6.0	0.0	0.0	0.0	0.0	391.4	164.1	1,026.4	676.4	25.000	344.7
31-12-2026	10	5.0	0.0	0.0	0.0	0.0	337.6	40.9	1,067.3	701.2	30.000	258.6
31-12-2027	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1,067.3	701.2	35.000	184.0
31-12-2028	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1,067.3	701.2	40.000	119.0
31-12-2029	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1,067.3	701.2	45.000	62.1
											50.000	11.8
SUBTOTAL			0.0	0.0	1,285.2	0.0	1,726.7	1,067.3	1,067.3	701.2		
REMANENTE			0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1,067.3	701.2		
TOTAL DE 8.0 AÑOS			0.0	0.0	1,285.2	0.0	1,726.7	1,067.3	1,067.3	701.2		

Tabla VII

Todas las estimaciones y los anexos del presente son parte de este informe de NSI y están sujetos a sus parámetros y condiciones.

CON BASE EN PARÁMETROS DE PRECIO Y COSTO CONSTANTES