

FOLLETO INFORMATIVO



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

Javier Barros Sierra No. 540, Torre 2, piso 2, colonia Lomas de Santa Fe, C.P. 01210, Álvaro Obregón, Ciudad de México, México

<http://www.vistaoilandgas.com>

Clave de Cotización: "VISTA"

19 de febrero de 2018

DECLARACIÓN DE INFORMACIÓN SOBRE REESTRUCTURACIÓN SOCIETARIA

La presente declaración se presenta de conformidad con el artículo 104, fracción IV de la LMV, el artículo 35 de la Circular Única y el "Anexo P" de Circular Única, por Vista Oil & Gas, S.A.B. de C.V. ("Vista" o la "Compañía"). Los términos con mayúscula inicial utilizados en la presente declaración tendrán el significado que se les atribuye a los mismos en la sección "Glosario de Términos y Definiciones" de la presente declaración.

Mediante la presente declaración, la Compañía informa a sus accionistas y al público inversionista que su consejo de administración ha aprobado que la Operación (según dicho término se define más adelante) sea presentada a la asamblea general de accionistas, para que pueda ser autorizada por los accionistas en dicha asamblea como la "Combinación Inicial de Negocios" prevista en nuestros estatutos sociales, el Acta de Emisión, en el Título Global de los Títulos Opcionales, las Resoluciones de Accionistas, el Convenio de Socios Estratégicos, el Convenio entre Accionistas y demás documentos relacionados con la Compañía.

Resumen de la Operación

De conformidad con la recomendación de su consejo de administración, Vista informa a sus accionistas y al público inversionista sobre la Operación que pretende llevar a cabo, consistente en lo siguiente:

- (i) la adquisición a Pampa Energía S.A. ("Pampa"): del (a) 58.88% del capital social de Petrolera Entre Lomas S.A. (las "Acciones de PELSA" y "PELSA", respectivamente), una sociedad anónima argentina que es operadora y titular en un 73.15% de 3 concesiones de explotación en la cuenca Neuquina ubicadas en las provincias de Neuquén y Río Negro en Argentina, incluyendo una con exposición a la formación no convencional Vaca Muerta en una zona altamente prospectiva; (b) 3.85% de participación directa en las 3 concesiones operadas por PELSA anteriormente citadas en este inciso (ii); y (c) 100.00% de participación en las concesiones de explotación 25 de Mayo-Medanito ("Medanito") y Jagüel de los Machos ("Jagüel") en la cuenca Neuquina, ambas ubicadas en la provincia de Río Negro, Argentina; y
- (ii) la adquisición a Pluspetrol Resources Corporation ("Pluspetrol"): del (a) 100% del capital social de APCO Oil & Gas International Inc (las "Acciones de Apco O&G" y "APCO International", respectivamente); y (b) 5% del capital social de APCO Argentina S.A. (las "Acciones de Apco Argentina" y "APCO Argentina", respectivamente). APCO International es una empresa constituida en Islas Cayman, que es titular del (a) 39.22% del capital social de PELSA, (b) 95% de capital social de APCO Argentina y (c) a través de su sucursal argentina, titular del (1) 23% de participación en las 3 concesiones operadas por PELSA (citadas en el inciso (ii) anterior), (2) 45% de participación no operada en un lote de evaluación en la cuenca Neuquina ubicado en la provincia de Neuquén en Argentina con exposición a la formación no convencional Vaca Muerta en una zona altamente prospectiva, (3) 55% de participación operada de una concesión en la cuenca Neuquina ubicada en la provincia de Neuquén en Argentina (4) 1.5% en una concesión de explotación no operada en la cuenca Noroeste, ubicada en la provincia de Salta en Argentina, (5) 16.9% de participación en una concesión de explotación no operada en la cuenca del Golfo de San Jorge ubicada en la provincia de Santa Cruz en Argentina, y (6) 44% de un acuerdo de exploración no operado en la cuenca del Golfo de San Jorge ubicado en la provincia de Santa Cruz en Argentina. APCO Argentina es una sociedad anónima argentina que es titular de un 1.58% del capital social de PELSA, lo cual, junto a la participación de APCO International, suma un 40.80% de participación a ser adquirida en dicha sociedad. La sociedad APCO Austral S.A., que a la fecha del presente es 100% propiedad de APCO International (en forma directa e indirecta a través de su controlada APCO Argentina), es un activo excluido de la operación, ya que se encuentra vigente y en proceso de ejecución un acuerdo de compraventa del 100% del capital social de dicha sociedad a un tercer comprador, reteniendo Pluspetrol los beneficios de dicha compraventa y manteniendo a Vista indemne ante cualquier reclamo relacionado con dicha sociedad.

Las operaciones descritas en los incisos (i) a (ii) anteriores serán referidas de manera conjunta a lo largo del presente folleto informativo como la "Operación" y cada una, como una "Adquisición". La Operación, una vez autorizada por los accionistas en la asamblea general de accionistas, será considerada como la "Combinación Inicial de Negocios" para efecto de lo previsto en nuestros estatutos sociales, el Acta de Emisión, el

Título Global de los Títulos Opcionales, las Resoluciones de Accionistas, el Convenio de Socios Estratégicos, el Convenio entre Accionistas y demás documentos relacionados con la Compañía.

De celebrarse la Operación, la Compañía estaría adquiriendo:

- a) las siguientes participaciones societarias, de manera directa o indirecta (conjuntamente las "Participaciones Societarias"):
 - 99.68% del capital social de PELS A;
 - 100% del capital social de APCO International; y
 - 100% del capital social de APCO Argentina,
- b) las siguientes participaciones directas en concesiones de explotación (conjuntamente las "Participaciones Directas"):
 - 100% de las concesiones de explotación Medanita y Jagüel (la "Participación 25M-JM"); y
 - 3.85% de las concesiones de explotación Entre Lomas ("Entre Lomas"), Bajada del Palo ("Bajada del Palo") y Agua Amarga ("Agua Amarga") (la "Participación EL-BP-AA");

La adquisición de las Participaciones Societarias y las Participaciones Directas, le darían a la Compañía de forma directa o indirecta las siguientes participaciones en concesiones de explotación, lotes de evaluación y acuerdos de exploración, todos ubicados en la República Argentina y en su gran mayoría en la cuenca Neuquina:

- (i) En la cuenca Neuquina
 - a) 100% en las concesiones de explotación Medanita y Jagüel (operadas);
 - b) 100% en las concesiones de explotación Entre Lomas, Bajada del Palo y Agua Amarga (operadas);
 - c) 55% de la concesión de explotación Coirón Amargo Norte ("Coirón Amargo Norte") (operada); y
 - d) 45% del lote de evaluación Coirón Amargo Sur Oeste ("Coirón Amargo Sur") (operado por Shell a través de su filial argentina O&G Developments LTD S.A.).
- (ii) En la cuenca del Golfo de San Jorge
 - a) 16.9% de la concesión de explotación Sur Río Deseado Este (operada por Roch¹); y
 - b) 44% del acuerdo de exploración Sur Río Deseado Este (operado por Quintana).
- (iii) En la cuenca Noroeste
 - a) 1.5% de la concesión de explotación Acambuco (operada por Pan American Energy LLC Sucursal Argentina).

De completarse la Operación, creemos que Vista se convertiría en una de las principales compañías productoras de petróleo y gas de la Argentina, con un buen balance entre una producción actual rentable y una oportunidad significativa de desarrollar la formación no convencional de Vaca Muerta. Vista consolidaría reservas probadas de 55.7 MMBoe (al 31 de diciembre de 2016), una producción diaria promedio de 27,472 boepd en los primeros 9 meses de 2017, y más de 137,000 acres con exposición a la formación no convencional de Vaca Muerta, de las cuales Vista estima que aproximadamente 54,000 acres netos se ubican en una zona altamente prospectiva, contigua a bloques en etapa de desarrollo o con proyectos piloto terminados, así como también con infraestructura operada de tratamiento y transporte de hidrocarburos, disponible para comenzar en lo inmediato con la primera fase del plan de desarrollo. Estimamos que Vista sería el operador de casi la totalidad de dichas reservas probadas y producción, y de aproximadamente el 90% de los acres netos altamente prospectivos de Vaca Muerta. De completarse la Operación y con base en los datos de producción promedio del año acumulado al 30 de septiembre de 2017 publicados por el ME&M, Vista se convertiría en el quinto mayor productor y operador de petróleo en Argentina.

Condiciones precedentes de Vista para la consumación de la Combinación Inicial de Negocios

Se deberá haber celebrado una asamblea de accionistas de Vista la cual debe aprobar la Operación para efectos de consumir la Combinación Inicial de Negocios de conformidad con nuestros estatutos sociales y la ley aplicable en México. Esta aprobación requerirá el voto a favor de la mayoría simple de los accionistas presentes en dicha asamblea, de conformidad con nuestros estatutos sociales, así como que los fondos existentes en la Cuenta Custodia, junto con cualesquiera otros fondos adicionales que tengamos disponibles, sean suficientes para pagar el precio de adquisición y los costos relacionados con dicha Combinación Inicial de Negocios. Para más información, favor de considerar el contenido de la sección "*Descripción de las Adquisiciones*" de la presente declaración.

Características de los valores antes y después de la Operación y la aprobación de la Combinación Inicial de Negocios

Los derechos de nuestros Accionistas Serie A no sufrirán cambios como consecuencia de la aprobación de la Operación por parte de la asamblea general de accionistas de la Compañía; en el entendido que, sólo en caso de ocurrir la consumación de la Combinación Inicial de Negocios:

- Los fondos depositados en la Cuenta de Custodia serán liberados en su totalidad para: (i) hacer los reembolsos y pagos en efectivo que les correspondan a aquellos Accionistas Serie A en los términos previstos en las Resoluciones de Accionistas y que hubieren

¹ Conforme el hecho relevante de fecha 3 de enero de 2018 publicado por Roch mediante la Comisión Nacional de Valores de Argentina y el comunicado de Pentanova Energy Corp de la misma fecha, Alianza Petrolera Argentina (una subsidiaria de Pentanova Energy Corp) y Roch celebraron un acuerdo mediante el cual el primero adquirió de Roch su participación en el Área Sur Río Deseado Este. No hemos tenido acceso a los términos y condiciones del mismo.

notificado a la Compañía su decisión de recibirlos a más tardar dos Días Hábles antes de que se lleve a cabo la asamblea general de accionistas que apruebe la Combinación Inicial de Negocios; (ii) una vez que todos los reembolsos y pagos señalados en el inciso (i) anterior hayan sido realizados (a) pagar US\$19,500,000.00 correspondiente a las comisiones de colocación diferidas que serán liberadas a los Intermediarios Líderes en México y a los Intermediarios Internacionales conforme al Contrato de Colocación y al Contrato de Compraventa de Valores, respectivamente, más la cantidad correspondiente al IVA atribuible a dichas comisiones de colocación diferidas; y (b) fondear, en todo o en parte, la Combinación Inicial de Negocios; después de lo cual dicha Cuenta de Custodia se dará por terminada;

- En el supuesto que las 5,000,000 de Acciones de Suscripción Futura y un número equivalente de Títulos Opcionales de Suscripción Futura, sean efectivamente suscritas y pagadas para consumir la Combinación Inicial de Negocios, los accionistas de la Compañía que no participen de dicha venta se verán diluidos en su participación en nuestro capital social;
- En la medida en que 10,000,000 de las 100,000,000 Acciones Serie A emitidas en cumplimiento de los resolutivos aprobados en la asamblea general de accionistas de la Compañía del 18 de diciembre de 2017 sean efectivamente suscritas y pagadas para fondear, en todo o en parte, la Combinación Inicial de Negocios (ya sea por accionistas actuales que ejercieron sus derechos de preferencia o por aquellos inversionistas que hayan celebrado un Contrato de Suscripción con nosotros), los accionistas de la Compañía que no participen en dicha suscripción y pago en la misma proporción que su tenencia de Acciones se verán diluidos en su participación en nuestro capital social;
- Las Acciones Serie B que actualmente se encuentran en circulación serán convertidas en Acciones Serie A en una razón de uno a uno; lo anterior, en el entendido que, sujeto a la consumación de la Combinación Inicial de Negocios, los Accionistas Serie B han renunciado a su derecho para que dichas Acciones Serie B, una vez convertidas, representen el 20% del número total de acciones emitidas y en circulación después de cualquier aumento adicional de capital, limitando de esta manera los efectos dilutivos de la conversión descrita en este párrafo;
- El Período de Ejercicio de los Títulos Opcionales, terminará en la fecha que ocurra primero entre: (a) la Fecha de Vencimiento Anticipado y (b) el quinto aniversario de la Combinación Inicial de Negocios;
- La obligación mancomunada y no solidaria de Riverstone Sponsor y Management Holdings de indemnizar a la Compañía por ciertas reclamaciones de terceros relacionadas con servicios prestados o productos que nos hayan sido vendidos, o de potenciales empresas con las cuales hayamos discutido la posibilidad de consumir una combinación de negocios, según se establece en el Convenio de Socios Estratégicos, se dará por terminada; y
- El Convenio entre Accionistas se dará por terminado.

En caso que dicha consumación no se lleve a cabo, la Compañía no estará obligada ni llevará a cabo los actos anteriormente mencionados y la elección de reembolso y pago en efectivo hecha por cualesquier Accionista Serie A y la aprobación de la Operación dejarán de ser válidas para todos los efectos legales, sin que la Compañía tenga la obligación de realizar dichos reembolsos y pagos.

Para mayor información sobre las consecuencias de la consumación de la Combinación Inicial de Negocios, ver la *sección "RESUMEN EJECUTIVO – Consecuencias de la consumación de la Combinación Inicial de Negocios"*.

Información Importante

Las Acciones de la Compañía se inscribieron inicialmente con el número 3573-1.00-2017-001 en el RNV que mantiene la CNBV. Con motivo de las actualizaciones de la inscripción de las Acciones en el RNV, según fueron autorizadas por la CNBV mediante oficios 153/11056/2017 de fecha 24 de noviembre de 2017 y 153/11202/2017 de fecha 18 de diciembre de 2017, actualmente las Acciones se encuentran inscritas con el número 3573-1.00-2017-003 en el RNV y listadas en la BMV.

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

Copias de la presente declaración se encuentran a disposición de los accionistas de la Compañía que así lo requieran solicitándolas por escrito a la atención de Alejandro Cherñacov, quien es la persona encargada de las relaciones con los inversionistas y podrá ser localizada en las oficinas ubicadas en Torre Virreyes, Pedregal 24, Piso 24, Col. Molino del Rey, Ciudad de México, México, o en el número telefónico +52 (55) 9177-2038 y correo electrónico ir@vistaoilandgas.com.

La versión electrónica de la presente declaración podrá ser consultada en la página de internet de la BMV en la siguiente dirección: www.bmv.com.mx.

ÍNDICE

ESTIMACIONES FUTURAS	6
PRESENTACIÓN DE CIERTA INFORMACIÓN	8
GLOSARIO DE TÉRMINOS Y DEFINICIONES.....	11
RESUMEN DE TÉRMINOS Y CONDICIONES.....	20
PREGUNTAS Y RESPUESTAS RESPECTO DE LA OPERACIÓN	25
RESUMEN EJECUTIVO	33
INFORMACIÓN SOBRE NEGOCIO CONSOLIDADO POSTERIOR A LA CONSUMACIÓN DE LA COMBINACIÓN INICIAL DE NEGOCIOS.....	47
INFORMACIÓN SOBRE LAS ADQUISICIONES.....	61
Descripción de las Adquisiciones	61
Objetivo de la Operación	76
Fuentes de Financiamiento y Gastos Derivados de la Operación	77
Fuentes y Usos de Financiamiento	77
Estructura accionaria proforma.....	77
Fecha de Aprobación de la Operación	78
Emisión de Nuevas Acciones y Fecha de Canje	78
Cambios en los Derechos que Confieren los Valores	78
Tratamiento Contable de la Operación.....	79
Costos Adicionales en la Operación.....	80
Asignación del Costo de las Adquisiciones	80
Consecuencias Fiscales de las Operación.....	80
INFORMACIÓN SOBRE LAS PARTES DE LAS ADQUISICIONES	82
Nombre del Emisor	82
<i>Descripción del Negocio</i>	82
<i>Evolución de la Compañía</i>	82
<i>Estructura de Capital Social de Vista</i>	82
<i>Cambios Significativos en los Estados Financieros</i>	82
<i>Vista post consumación de la Operación</i>	83
Información de Pampa.....	83
<i>Denominación de la sociedad</i>	83
<i>Descripción de la compañía</i>	83
<i>Evolución de la compañía</i>	84
<i>Estructura de Capital</i>	84
Información de Pluspetrol	84
<i>Denominación de la sociedad</i>	84
<i>Descripción de la compañía</i>	84
<i>Evolución de la compañía</i>	85
<i>Estructura de capital</i>	85
CONTEXTO MACROECONÓMICO Y POLÍTICO EN ARGENTINA	86
DESCRIPCIÓN DEL SECTOR DE PETRÓLEO Y GAS EN ARGENTINA.....	91
FACTORES DE RIESGO	117
PLAN DE INCENTIVOS	136
PROPUESTAS A SER APROBADAS POR LA ASAMBLEA.....	138
INFORMACIÓN FINANCIERA CONDENSADA COMBINADA PROFORMA NO AUDITADA	140
COMENTARIOS Y ANÁLISIS DE LA ADMINISTRACIÓN SOBRE LOS RESULTADOS DE OPERACIÓN Y SITUACIÓN FINANCIERA	141

CONTRATOS RELEVANTES	143
PERSONAS RESPONSABLES	145
ANEXOS	146
1. ESTADOS FINANCIEROS HISTÓRICOS; INFORME DEL AUDITOR EXTERNO	147
2. ESTADOS FINANCIEROS PROFORMA; INFORME DEL AUDITOR EXTERNO	148
3. PRESENTACIÓN A INVERSIONISTAS.....	149
4. REPORTE DE RESERVAS.....	150

ESTIMACIONES FUTURAS

Este folleto informativo ha sido preparado por Vista y no puede ser reproducido o distribuido a cualquier otra persona. Esta presentación ni su contenido constituyen el sustento de un contrato o de un compromiso vinculante de cualquier naturaleza. Los receptores de este folleto informativo no deberán interpretar el contenido del mismo como asesoría legal, fiscal o recomendación de compra o de inversión, por lo que deberán consultar a sus propios asesores para tal efecto. Este documento contiene estimaciones y análisis subjetivos, así como aseveraciones. Cierta información contenida en el presente deriva de fuentes preparadas por terceros. Si bien se considera que dicha información es confiable para efectos del presente, no nos pronunciamos sobre, ni garantizamos o asumimos obligación expresa o implícita alguna con respecto a la suficiencia, precisión o fiabilidad de dicha información, ni de las aseveraciones, estimaciones y proyecciones contenidas en el mismo; por otro lado, nada de lo contenido en este folleto informativo deberá ser considerado como una expectativa, promesa o pronunciamiento respecto de un desempeño pasado, presente o futuro. Ni Vista, sus respectivos consejeros, funcionarios, empleados, miembros, socios, accionistas, agentes o asesores se pronuncian sobre o garantizan la precisión de dicha información. Este documento contiene, y en las pláticas relacionadas con las mismas se podrán mencionar, “estimaciones futuras”. Las estimaciones futuras pueden consistir en información relacionada con resultados de operación potenciales o proyectados, así como una descripción de nuestros planes y estrategias de negocio. Dichas estimaciones futuras se identifican por el uso de palabras tales como “puede”, “podría”, “podrá”, “debe”, “debería”, “deberá”, “esperamos”, “planeamos”, “anticipamos”, “creemos”, “estimamos”, “se proyecta”, “predecimos”, “pretendemos”, “futuro”, “potencial”, “sugerido”, “objetivo”, “pronóstico”, “continuo”, y otras expresiones similares. Las estimaciones a futuro no son hechos históricos, y se basan en las expectativas, creencias, estimaciones, proyecciones actuales, así como en varias suposiciones del equipo de administración, mismos que inherentemente por su naturaleza son inciertos y están fuera de nuestro control. Dichas expectativas, creencias, estimaciones y proyecciones se expresan sobre una base de buena fe y en el entendimiento de que el equipo de administración considera que existe un sustento razonable para los mismos. Sin embargo, no podemos asegurar que las expectativas, creencias, estimaciones y proyecciones del equipo de administración se realizarán, por lo que los resultados reales podrían diferir materialmente de lo que se expresa o se indica a manera de estimaciones futuras. Las declaraciones a futuro están sujetas a riesgos e incertidumbres que podrían provocar que el desempeño o resultado reales difieran materialmente de aquellos que se expresan a manera de estimaciones futuras. Las estimaciones futuras se limitan a la fecha en las que se pronuncian. Vista no asume obligación alguna de actualizar estimaciones futuras para reflejar resultados reales, acontecimientos o circunstancias subsecuentes u otros cambios que afecten la información expresada en estimaciones futuras, salvo que y en la medida en que dicha actualización sea requerida en términos de la regulación aplicable. Cierta información de este folleto informativo se basa en pronósticos del equipo de administración y refleja las condiciones de mercado prevalecientes, así como la visión de las mismas del equipo de administración a la fecha, todo lo cual se encuentra sujeto a cambios. Las estimaciones futuras en esta presentación podrán incluir, por ejemplo, declaraciones hipotéticas sobre: nuestra capacidad para completar nuestra combinación inicial de negocios, los beneficios de dicha Combinación Inicial de Negocios, nuestro desempeño financiero con posterioridad a la Combinación Inicial de Negocios, cambios en las reservas y resultados operativos de Vista, y planes de expansión y oportunidades. Algunos de los factores que pudieran originar resultados diferentes a los esperados incluyen: (i) que ocurra cualquier evento, cambio o circunstancia que pudiera atrasar la Combinación Inicial de Negocios; (ii) el resultado de cualquier procedimiento legal que pudiera iniciarse en contra de Vista una vez anunciada la Combinación Inicial de Negocios y las transacciones conexas; (iii) la incapacidad de completar la combinación inicial de negocios como resultado de la negativa de aprobación por parte de los accionistas de Vista; (iv) el riesgo de que la combinación inicial de negocios altere los planes presentes de Vista como resultado de la consumación de la operación aquí descrita; (v) la habilidad de Vista para reconocer los beneficios de la Combinación Inicial de Negocios de forma anticipada, mismos que pueden ser afectados, entre otros, por la competencia y la habilidad de Vista para manejar el incremento de ingresos posteriores a la Combinación Inicial de Negocios; (vi) costos relacionados con la Combinación Inicial de Negocios; (vii) cambios en las leyes y regulaciones aplicables; (viii) la posibilidad de que Vista se vea afectada de forma adversa por factores económicos, comerciales y/o en materia de competencia; y (ix) otros riesgos e incertidumbres adicionales.

Ningún pronunciamiento respecto a tendencias o actividades pasadas deberá considerarse como una declaración de que dichas tendencias o actividades continuarán aconteciendo en el futuro. En consecuencia, no se debe confiar en dichas tendencias o declaraciones a futuro. Ni Vista o sus respectivas Afiliadas, asesores o

representantes, serán responsables (por negligencia o por cualquier otro motivo) en caso de pérdida o daños que se presenten con motivo del uso de este documento o su contenido, o que de cualquier otra manera se relacione con el mismo. Cualquier receptor de este documento, al momento de su recepción, reconoce que el contenido de folleto informativo es meramente informativo y que no abarca ni pretende abarcar todo lo necesario para evaluar una inversión, y que no se basará en dicha información para comprar o vender valores, llevar a cabo una inversión, tomar una decisión de inversión o recomendar una inversión a un tercero, por lo que dichas personas renuncian a cualquier derecho al que pudieran ser titulares que derive de o se relacione con la información contenida en esta presentación. Esta presentación no está dirigida a, o está destinada a distribuirse o usarse por, cualquier persona o entidad que sea ciudadano o residente en cualquier localidad, estado, país u otra jurisdicción donde dicha distribución o uso sean contrarios a la ley o donde se requiera de algún registro o licencia. Ni la CNBV, ni cualquier otra autoridad han aprobado o desaprobado la información contenida en este folleto, así como su veracidad y suficiencia.

El folleto informativo, junto con los documentos que, en su caso, resulten relevantes se pondrán a disposición los accionistas de Vista de conformidad con nuestros estatutos sociales y la regulación aplicable. Se recomienda a los accionistas de Vista y a cualesquier personas interesadas leer el presente folleto informativo que contiene la información relevante respecto de la Combinación Inicial de Negocios.

PRESENTACIÓN DE CIERTA INFORMACIÓN

En la presente declaración, los términos “Vista”, “Vista Oil & Gas”, “la Emisora”, “la Compañía”, “nuestra(o)” o “nosotros” se refieren a Vista Oil & Gas, S.A.B. de C.V., una sociedad anónima bursátil de capital variable legalmente constituida de conformidad con las leyes de México y “Riverstone” se refiere tanto a “Riverstone Investment Group LLC”, una sociedad de responsabilidad limitada (*limited liability company*) del estado de Delaware, Estados Unidos de América, como a sus entidades Afiliadas y fondos afiliados.

Asimismo, el término “México” se refiere a los Estados Unidos Mexicanos, el término “Estados Unidos” se refiere a los Estados Unidos de América, el término “Argentina” se refiere a la República de Argentina, 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 federal de Argentina.

Información de Divisas

En esta declaración, los términos (i) “peso”, “pesos”, “Ps.”, significan, indistintamente, pesos, moneda de curso legal en México; (ii) “dólar”, “dólares”, “dólar estadounidense”, “US\$” o “USD” significan indistintamente dólares, moneda de curso legal en los Estados Unidos; y (iii) “As”, “ARS” o “AR\$” significan indistintamente pesos argentinos, moneda de curso legal en Argentina.

Estados Financieros

Nos constituimos el 22 de marzo de 2017 y nuestro historial operativo es limitado. Nuestras principales actividades desde nuestra constitución han sido actividades organizacionales y aquellas necesarias para llevar a cabo la Oferta Global y la potencial consumación de la Combinación Inicial de Negocios.

La presente declaración incluye nuestros estados financieros históricos por el período comprendido desde nuestra fecha de constitución el 22 de marzo de 2017 hasta el 30 de junio de 2017, los cuales fueron entregados a la BMV y CNBV el 11 de agosto de 2017 en cumplimiento con la legislación aplicable. Los estados financieros incluidos en la presente declaración fueron preparados de acuerdo con 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) y deben leerse conjuntamente con las notas correspondientes a los mismos.

La presente declaración también incluye nuestros estados financieros proforma condensados combinados no auditados al y por los períodos de nueve y doce meses terminados el 30 de septiembre de 2017 y por el año terminado el 31 de diciembre de 2016, respectivamente, incluyendo nuestros estados de resultados y de situación financiera proforma condensados combinados no auditados, mostrando los efectos de las Adquisiciones. Los estados financieros no auditados han sido preparados en dólares americanos y fueron elaborados utilizando la información financiera compilada no auditada de cada una de las Adquisiciones. Debido a que la información financiera compilada de Medanito y Jagüel fue preparada en Pesos Argentinos, la información financiera correspondiente al estado de situación financiera fue convertida a USD utilizando un tipo de cambio de 17.25 y 16.10 Pesos Argentinos por USD al 30 de septiembre de 2017 y 31 de diciembre de 2016, respectivamente, mientras que los estados de resultados fueron convertidos utilizando tipos de cambio promedios de \$17.21 y \$14.78 por los períodos de nueve meses y doce meses, respectivamente, para efectos de comparabilidad de la información, tal y como se describe en la Nota 3 de los estados financieros proforma condensados combinados, que se incluyen en el Anexo 2.

Se recomienda a los posibles inversionistas consultar a sus asesores profesionales para entender: (i) las diferencias entre NIIF y otras normas de información financiera, y cómo esas diferencias podrían afectar la información financiera incluida en la presente declaración; como así también (ii) el impacto que puedan tener posibles adiciones o modificaciones de los principios de las NIIF en los resultados de nuestra operación o en nuestra condición financiera.

Redondeo

Ciertos montos y porcentajes incluidos en la presente declaración han sido sujetos a ajustes de redondeo y, en consecuencia, ciertos totales presentados en la presente declaración pueden no corresponder a la suma aritmética de los montos o porcentajes que los preceden.

Estimaciones de Mercado

Ciertos datos demográficos, de mercado y competitivos, incluyendo las proyecciones de mercado utilizadas en el presente prospecto, fueron obtenidos de estudios internos, estudios de mercado, información pública y publicaciones de la industria.

Hemos hecho estas declaraciones basándonos en información de fuentes de terceros que consideramos confiables, incluyendo entre otras:

- Administración de Información Energética de Estados Unidos (*Energy Information Administration*) ("EIA");
- Baker Hughes;
- Banco de México;
- Banco Mundial;
- Bloomberg LP;
- Capital IQ;
- FactSet;
- Instituto Argentino de Petróleo y Gas ("IAPG");
- Instituto Nacional de Estadística y Censos de la República Argentina ("INDEC");
- ME&M;
- Texas Railroad Commission;
- WDVG – Petroleum Engineering Laboratories;
- Wood Mackenzie Ltd. ("Wood Mackenzie"); y
- YPF, S.A.

En términos generales, las publicaciones de la industria y del gobierno señalan que la información presentada en las mismas se ha obtenido de fuentes consideradas como confiables, pero no aseguran la precisión y exhaustividad de dicha información. Aunque no tenemos ninguna razón para creer que cualquiera de dicha información o reportes son inexactos en cualquier aspecto material, dicha información no ha sido verificada de forma independiente y, por lo tanto, no podemos garantizar precisión y exhaustividad.

Algunos datos también se basan en nuestras estimaciones, que derivan de nuestra revisión de estudios y análisis internos, así como de fuentes independientes. Aunque creemos que estas fuentes son confiables, no hemos verificado de forma independiente la información y no podemos garantizar su precisión y exhaustividad. Asimismo, estas fuentes pueden definir de manera distinta los mercados relevantes a la manera en que nosotros

los presentamos. Los datos respecto a nuestra industria pretenden proporcionar una orientación general, pero son inherentemente imprecisos. Aunque creemos que estas estimaciones fueron razonablemente calculadas, los posibles inversionistas no deben confiarse de dichas estimaciones por su naturaleza imprecisa inherente. El contenido de este folleto informativo no debe interpretarse como un pronóstico de mercado.

Otra Información

La presente declaración contiene conversiones de ciertas cantidades denominadas en dólares a pesos mexicanos o pesos argentinos, según sea el caso, tomando en cuenta tipos de cambio específicos y son presentadas únicamente para la conveniencia de posibles inversionistas. Estas conversiones no deben interpretarse como evidencia, implicación o declaración de que las cantidades que se presentan denominadas en dólares tiene una equivalencia real con las cantidades que se presentan denominadas en pesos, ni que pueden ser convertidas a pesos al tipo de cambio indicado a partir de las fechas aquí mencionadas ni a cualquier otro tipo de cambio.

Descripción de Contratos

La presente declaración incluye un resumen de las disposiciones más relevantes de diversos contratos y otros documentos. Dichas descripciones no pretenden ser completas o exhaustivas. Adicionalmente, los inversionistas deberán considerar que los términos de cualquier contrato o instrumento legal descrito en la presente declaración pueden estar sujetos a diversas interpretaciones o incluso estar redactados en idioma distinto al del resumen contenido en el presente.

GLOSARIO DE TÉRMINOS Y DEFINICIONES

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:

“3P” o “Reservas 3P” significa el monto total estimado de reservas de petróleo y gas disponibles para acceso, calculadas como la suma de todas las reservas probadas y reservas no probadas de petróleo. Las reservas probadas son referidas como 1P. Las reservas no probadas se dividen en dos segmentos: aquellas basadas en estimados geológicos y de ingeniería de fuentes probadas (probables, también referidas como 2P) y aquellas que son menos probables de ser extraídas en virtud de dificultades financieras o técnicas (posibles, también referidas como 3P). Por lo tanto, “3P” o “Reservas 3P” se refiere a la suma de reservas probadas y reservas no probadas ($3P = 1P + 2P + 3P$).

“Acciones” significa la referencia conjunta a las Acciones Serie A, Acciones Serie B y Acciones Serie C de Vista.

“Acciones de Apco” significa las Acciones de Apco O&G y las Acciones de Apco Argentina de modo conjunto.

“Acciones de APCO O&G” tiene el significado indicado en el apartado *Resumen de la Operación*.

“Acciones de APCO Argentina” tiene el significado indicado en el apartado *Resumen de la Operación*.

“Acciones de PELSA” tiene el significado indicado en el apartado *Resumen de la Operación*.

“Acciones del Promotor” significa las Acciones Serie B mantenidas por el Promotor, y las Acciones Serie A que se emitan como resultado de la conversión de dichas Acciones Serie B en términos del título accionario respectivo.

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

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

“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., inscritas en el RNV y listadas en la BMV, las cuales son forzosamente convertibles en Acciones Serie A en los supuestos previstos en el Convenio de Socios Estratégicos.

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

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

“Accionistas Serie B” significa cualquier persona que sea titular de Acciones Serie B.

“Accionistas Serie C” significa Vista SH, LLC y Vista Sponsor Holdings, L.P., o cualquier otra persona que en cualquier momento sea titular de Acciones Serie C.

“Acreditantes” significa, en relación a la Línea de Crédito Contingente, la referencia conjunta a Citigroup Global Markets Inc., Credit Suisse AG y Morgan Stanley Senior Funding, Inc.

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

“Administrador del Plan” Tiene el significado que se le atribuye en la sección “Plan de Incentivos”.

“Adquisición” tiene el significado indicado en el apartado *Resumen de la Operación*.

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

“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.

“Agente de Custodia” significa Citibank N.A., London Branch actuando en su carácter de agente custodio.

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

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

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

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

“Aprobación del Comprador” significa (i) la aprobación en la asamblea de accionistas de Vista de la Combinación Inicial de Negocios mediante el voto afirmativo de la mayoría simple de los accionistas presentes en dicha asamblea, de conformidad con los estatutos sociales de Vista, y (ii) los fondos remanentes en la Cuenta Custodia, junto con cualesquiera otros fondos adicionales que tengamos disponibles, sean suficientes para pagar el precio de adquisición y los costos relacionados con dicha Combinación Inicial de Negocios.

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

“BMV” significa Bolsa Mexicana de Valores S.A.B. de C.V.

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

“Bncf” significa miles de millones de pies cúbicos.

“Bncfd” significa miles de millones de pies cúbicos por día.

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

“boed” significa barril equivalente de petróleo por día.

“Bonos Canjeados” tiene el significado asignado a dicho termino en el apartado *Marco Regulatorio*.

“Capital IQ” significa la plataforma de información financiera y de mercado que forma parte de S&P Market Intelligence, una división de S&P Global Inc.

“CAPSA” significa Compañías Asociadas Petroleras S.A.

“Carta Compromiso” significa la carta compromiso, firmada el 12 de febrero de 2018 entre Vista y los Acreditantes, con el compromiso de los Acreditantes a otorgar una Línea de Crédito Contingente por una cantidad total de hasta US\$300,000,000.00.

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

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

“**CNDC**” significa la Comisión Nacional de Defensa de la Competencia de la República Argentina.

“**Combinación Inicial de Negocios**” significa la fusión, adquisición de activos, adquisición de acciones, intercambio de acciones o adquisición de participación en el capital social, combinación, consolidación, reorganización o cualquier otra operación análoga de combinación de negocios llevada a cabo respecto de uno o más negocios de todo tipo de sociedades civiles o mercantiles, asociaciones, compañías, fideicomisos o cualesquiera otras entidades, celebrada por la Compañía y a la que hacen referencia con tal carácter los estatutos sociales de la Compañía, el Acta de Emisión, el Título Global de los Títulos Opcionales, las Resoluciones de Accionistas, el Convenio de Socios Estratégicos, el Convenio entre Accionistas y demás documentos relacionados.

“**Condición para el Vencimiento Anticipado**” significa la condición que se cumplirá si, una vez iniciado el Período de Ejercicio, de conformidad con el Acta de Emisión, el precio de cierre en dólares de las Acciones Serie A en cualesquiera 20 de los últimos 30 días de operación, contados a partir de (e incluyendo) el tercer Día Hábil anterior a que tenga lugar la fecha en que la Compañía de un aviso de vencimiento anticipado, es igual o superior a USD18.00 por Acción Serie A.

“**Contrato de Colocación**” significa el contrato de colocación celebrado entre la Emisora y los Intermediarios Líderes en México en relación con la Oferta en México.

“**Contrato de Compraventa de Valores**” significa el contrato de compraventa de valores (*purchase agreement*) celebrado entre la Emisora y los Intermediarios Internacionales en relación con la Oferta Internacional.

“**Contrato de Préstamo**” significa el contrato de préstamo otorgado por Pluspetrol a Pluspetrol Black River Corporation (absorbida por APCO International) con fecha 21 de enero de 2015.

“**Contrato de Crédito**” significa el contrato de crédito celebrado en relación con los Créditos Puentes.

“**Contratos de Suscripción**” tiene el significado asignado a dicho término en el *Resumen Ejecutivo*.

“**Contrato de Suscripción Futura de Valores**” significa el contrato de suscripción futura de valores (*Forward Purchase Agreement*) que celebramos con RVCP, una Afiliada de Riverstone Sponsor, con la intención de vender nuestras Acciones de Suscripción Futura y Títulos Opcionales de Suscripción Futura a RVCP y sus cesionarios permitidos, en la medida en que sea necesario para consumir nuestra Combinación Inicial de Negocios, en una oferta privada que se consumará con la mayor simultaneidad posible al cierre de nuestra Combinación Inicial de Negocios.

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

“**Convenio entre Accionistas**” significa el convenio celebrado entre Riverstone Sponsor, Vista SH, LLC y el Equipo de Administración, en su carácter de accionistas de la Emisora.

“**Créditos Puentes**”, significa los créditos a ser otorgados por los Acreditantes de conformidad con la Línea de Crédito Contingente.

“**Cuenta de Custodia**” significa la cuenta bancaria domiciliada en el Reino Unido y en la cual tanto los recursos provenientes de la Oferta Global, una vez convertidos a dólares, así como ciertos recursos obtenidos de la colocación privada de los Títulos Opcionales han sido depositados, y respecto de la cual Citibank N.A. London Branch actúa como agente custodio.

“**CV ACCIONES de APCO**” significa el Contrato de Compraventa de las Acciones de Apco O&G y Acciones de APCO Argentina.

“**CV Participaciones 25M-JM**” significa el Contrato de Cesión de las Participaciones 25M-JM.

“**CV PELSA y Participaciones EL-AA-BP**” significa el Contrato de Compraventa de Acciones de PELSA y cesión de la Participación EL-AA-BP.

“**DJAI**” significa declaraciones juradas anticipadas de importación.

“**Demanda Prioritaria**” significa los hogares y pequeños minoristas.

“**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.

“**DLS**” significa DLS Argentina Limited, Sucursal Argentina.

“**Dow Chemical**” significa Dow Chemical Company.

“**E&P**” significa exploración y producción.

“**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).

“**Edenor**” significa Empresa Distribuidora y Comercializadora Norte S.A.

“**EIA**” significa *Energy Information Administration*, organismo de estadística y de análisis en el Departamento de Energía de los Estados Unidos.

“**Ejercicio del Derecho de Preferencia de los Accionistas**” significa la suscripción de Acciones Serie A por parte de los Accionistas Serie A que hayan ejercido su derecho de preferencia en relación a la emisión de acciones y al aumento de capital aprobado en la asamblea ordinaria de accionistas del 18 de diciembre de 2017.

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

“**ENARGAS**” significa el Ente Nacional Regulador del Gas de la República Argentina.

“**ENARSA**” significa Energía Argentina S.A.

“**ENAP Sipetro**” significa ENAP Sipetro Argentina S.A.

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

“**Ensign**” significa Ensign Argentina S.A.

“**Equipo de Administración**” significa el equipo de administración de la Compañía conformado por Miguel Galuccio, Pablo Vera Pinto, Juan Garoby y Alejandro Cheriñacov. El término “Equipo de Administración” no incluye al señor Javier Rodríguez Galli, quien es un prestador de servicios externo, miembro de un despacho de abogados contratado por la Compañía y que no dedica el tiempo completo de su jornada laboral a la Compañía.

“**EUR**” significa recuperada total estimada (*estimated ultimate recovery*, por sus siglas en inglés).

“FactSet” significa la compañía que proporciona investigación financiera así como soluciones y herramientas de inversión analítica.

“Fecha de Aceptación” significa, en relación con la Línea de Crédito Contingente, la fecha en que se celebró la Carta Compromiso.

“Fecha de Cierre de la Combinación Inicial de Negocios” significa la fecha en la que se concrete la Combinación Inicial de Negocios,, según la misma sea anunciada, por el Emisora a través de EMISNET.

“Fecha de Disponibilidad” tiene el significado que se le atribuye en la Sección “CONTRATOS RELEVANTES” del presente folleto.

“Fecha de Vencimiento Anticipado” significa el Día Hábil posterior a que haya iniciado el Período de Ejercicio que en su caso la Compañía señale, siempre y cuando la Condición para el Vencimiento Anticipado se tenga por cumplida, como la fecha de vencimiento anticipado de todos, y no menos de todos, los Títulos Opcionales Serie A; en el entendido que la fecha de vencimiento anticipado deberá tener lugar, al menos, 30 días calendario después del Día Hábil en que se publique el aviso de vencimiento anticipado.

“Fecha Efectiva” significa en relación con (i) CV PELSA y Participaciones EL-AA-BP, (ii) CV ACCIONES de APCO; y (iii) CV Participaciones 25M-JM, el 1 de enero de 2018.

“Firma de Ingenieros de Reservas Independiente” significa la firma Gaffney, Cline & Associates, Inc.

“Gastos Permitidos y Pagaderos con Rendimientos” significa los gastos permitidos pagaderos con rendimientos generados por los Recursos en Custodia y que serán utilizados para cubrir (i) obligaciones causadas a partir del cierre de la Oferta en relación con el impuesto sobre la renta, (ii) capital de trabajo que no exceda de un monto máximo anual de US\$750,000.00 por un máximo de 24 meses, y (iii) hasta US\$100,000.00 en gastos de disolución en caso que no completemos la Combinación Inicial de Negocios dentro de los 24 meses siguientes al cierre de la Oferta Global.

“GNL” significa gas natural licuado.

“GYP” significa Gas y Petróleo del Neuquén, S.A.

“Halliburton” significa Halliburton Argentina S.A.

“H&P” significa HP Argentina, S.A. (Helmerich & Payne Argentina Drilling Co.)

“HSE” significa salud, seguridad y ambiente.

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

“Intermediarios Colocadores Líderes en México” significa la referencia conjunta a Acciones y Valores Banamex, S.A. de C.V., Casa de Bolsa, Integrante del Grupo Financiero Banamex y Casa de Bolsa Credit Suisse (México), S.A. de C.V., Grupo Financiero Credit Suisse (México).

“Intermediarios Internacionales” significa la referencia conjunta a Citigroup Global Markets Inc. y Credit Suisse Securities (USA) LLC.

“Inyección Excedente” significa aquellos volúmenes de inyección que superen el Volumen Base.

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

“Ley Federal de Hidrocarburos” significa la Ley 17.319 de la República Argentina conforme sus modificaciones y enmiendas posteriores.

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

“**Línea de Crédito Contingente**”, significa la línea de crédito contingente a largo plazo preferente y garantizada por una cantidad total de hasta US\$300,000,000.00 a ser otorgada a Vista por los Acreditantes de conformidad con la Carta Compromiso.

“**LMV**” significa la Ley del Mercado de Valores.

“**Management Holdings**” significa Vista Management International Company, una entidad constituida conforme a las leyes de las Islas Vírgenes Británicas, propiedad de y controlada por los miembros del Equipo de Administración.

“**ME&M**” o “**MINEM**” significa el Ministerio de Energía y Minería de la República Argentina.

“**MMbbl**” significa millones de barriles.

“**Mbbld**” significa miles de barriles por día.

“**MBoed**” significa miles de barriles equivalentes de petróleo por día.

“**MMBoe**” significa millones de barriles equivalentes de petróleo.

“**MMBtu**” significa millones de unidades térmicas británicas.

“**MMcfd**” significa millones de pies cúbicos por día.

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

“**Oferta**” u “**Oferta Global**” significa indistintamente, la referencia conjunta a (i) la oferta pública primaria de suscripción pago de Acciones Serie A y Títulos Opcionales en México y (ii) la oferta de Acciones Serie A y Títulos Opcionales en los Estados Unidos conforme a la Regla 144^a (*Rule 144(a)*) de la Ley de Valores de 1933 de Estados Unidos (*U.S. Securities Act of 1933*), y en otros mercados de valores fuera de México y los Estados Unidos de conformidad con la Regulación S (*Regulation S*) de dicha Ley de Valores Estados Unidos y el conforme a la legislación aplicable en cada uno de dichos países, en ambos casos, de fecha 10 de agosto de 2017.

“**OMC**” significa Organización Mundial del Comercio.

“**Operación**” tiene el significado indicado en el apartado *Resumen de la Operación*.

“**P50**” significa la estimación mediana.

“**PAE**” o “**Pan American Energy**” significa Pan American Energy LLC (Sucursal Argentina).

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

“**Participación EL-AA-BP**” tiene el significado asignado en el apartado, *Resumen de la Operación*.

“**Participación 25M-JM**” tiene el significado asignado en el apartado, *Resumen de la Operación*.

“**Participaciones Directas**” tiene el significado asignado en el apartado, *Resumen de la Operación*.

“**Participaciones Societarias**” tiene el significado asignado en el apartado, *Resumen de la Operación*.

“**PELSA**” significa Petrolera Entre Lomas S.A.

“Pérez Companc” significa Petrolera Pérez Companc S.A.

“Período de Ejercicio” significa en el contexto del Acta de Emisión, el período (i) que comienza en la fecha que ocurra más tarde entre: (a) el 30° día natural siguiente a la Fecha de Cierre de la Combinación Inicial de Negocios, y (b) el día en que se cumplan 12 meses contados a partir de la fecha de liquidación de la Oferta, y (ii) que termina a las 12:00 horas (hora de la Ciudad de México) de la fecha que ocurra primero entre: (a) la Fecha de Vencimiento Anticipado y (b) el quinto aniversario de la Fecha de Cierre de la Combinación Inicial de Negocios; en el entendido que si cualquiera de dichos días o fechas ocurren en un día que no sea un Día Hábil, entonces el Período de Ejercicio comenzará o terminará, según sea el caso, el Día Hábil inmediato siguiente.

“Petrobras Argentina” significa Petrobras Argentina S.A.

“Petronas” significa National Petroleum, Limited

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

“Pluspetrol” tiene el significado asignado en el apartado, *Resumen de la Operación*.

“POES” significa petróleo original en sitio.

“Precio Base” tiene el significado asignado a dicho término en el apartado, *Marco Regulatorio*.

“Precio de Equilibrio de Petróleo” significa aquel precio por barril que genera una tasa interna de retorno del 10% durante la vida de un proyecto de hidrocarburos.

“Programa de Estímulo al Gas Natural” tiene el significado asignado a dicho término en la sección *Marco Regulatorio*.

“Programa de Estímulo Resolución N° 46-E/2017” tiene el significado asignado a dicho término en la sección *Marco Regulatorio*.

“Promotor” significan, conjuntamente, Riverstone Sponsor y los señores Miguel Galuccio, Pablo Vera Pinto, Juan Garoby y Alejandro Cherñacov.

“Puma” significa Puma Energy, una compañía de energía de *midstream* y *downstream* que pertenece en su mayoría a Beheer BV y a Sonangol Group.

“Quintana” significa Quintana E&P Argentina S.R.L.

“Recursos en Custodia” significa los recursos netos de la Oferta Global, junto con ciertos recursos obtenidos de la colocación privada de los Títulos Opcionales del Promotor.

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

“Registro” significa el Registro de Operaciones de Importación de Petróleo Crudo y sus Derivados de Argentina.

“Reporte de Reservas” significa el reporte de la Firma de Ingenieros de Reservas Independiente; para más información ver el Anexo 4.

“Resoluciones de Accionistas” significan las resoluciones unánimes de accionistas de la Compañía tomadas fuera de una asamblea general ordinaria y extraordinaria de accionistas de fecha 28 de julio de 2017, según constan en la escritura pública 80,566, expedida el 28 de julio de 2017 por el licenciado Roberto Nuñez y Bandera, notario público 1 de la Ciudad de México.

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

“Riverstone Sponsor” significa Vista Sponsor Holdings, L.P., una sociedad de responsabilidad limitada (*limited partnership*) constituida de conformidad con las leyes de Ontario, Canadá.

“RNV” significa el Registro Nacional de Valores que mantiene la CNBV.

“RNIH” significa el Registro Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas de Argentina.

“Roch” significa Roch S.A.

“RSU” tiene el significado que se le atribuye en la sección “Plan de Incentivos”.

“RVCP” significa Riverstone Vista Capital Partners, L.P., una Afiliada de Riverstone Sponsor, constituida de conformidad con las leyes de Ontario, Canadá.

“San Antonio International” significa San Antonio Internacional S.A.

“SE” significa la antigua Secretaría de Energía de Argentina, cuyas funciones actualmente se encuentran encomendadas al ME&M.

“Servicios Especiales San Antonio” significa San Antonio International, S.A., una subsidiaria de San Antonio Internacional.

“Schlumberger” significa Schlumberger Limited.

“SC” significa la Secretaría de Comercio dependiente del Ministerio de Producción de la República Argentina.

“Shell” significa Royal Dutch Shell plc.

“Sinopec” significa Sinopec Argentina Exploration & Production Inc.

“SIMI” significa sistema integral de monitoreo de importaciones de la República Argentina.

“SPAC” significa *special purpose acquisition company*.

“Statoil” significa Statoil ASA.

“Tecpetrol” significa Tecpetrol S.A.

“Tenedores de Bonos que no Ingresaron en el Canje” tiene el significado asignado en la sección *Marco Regulatorio*.

“Texas Railroad Commission” significa una agencia reguladora del estado de Texas que provee información sobre energía alternativa, gas natural, petróleo crudo, minería y reciclaje en Texas.

“TGN” significa Transportadora de Gas del Norte S.A.

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

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

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

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

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

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

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

“Trafigura” significa Trafigura Argentina S.A.

“Transener” significa Compañía de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión TRANSENER S.A.

“Valores de Suscripción Futura” significa la referencia conjunta a las Acciones de Suscripción Futura y los Títulos Opcionales de Suscripción Futura.

“Volumen Base” tiene el significado asignado a dicho término en la sección *Marco Regulatorio*.

“Weatherford” significa Weatherford International de Argentina S.A.

“WDVG-Petroleum Engineering Laboratories” significa la empresa consultora que provee una gama de servicios relacionados con ingeniería en petróleo, servicios geológicos y modelos de soporte petrofísicos a empresas nacionales e internacionales de exploración y producción de petróleo y gas, *midstream* e instituciones financieras.

“Wintershall” significa Wintershall Holding GmbH.

“Wood Mackenzie” significa Wood Mackenzie, Ltd.

“WTI” significa West Texas Intermediate.

“YPF” significa YPF S.A.

RESUMEN DE TÉRMINOS Y CONDICIONES

La presente sección, junto con las “Preguntas y Respuestas respecto de la Operación” resumen cierta información contenida en la presente declaración, pero no abarcan toda la información que es importante para los inversionistas. Usted deberá leer cuidadosamente la presente declaración, incluyendo sus anexos para tener un entendimiento completo de los asuntos a ser discutidos, y en su caso, aprobados, en la asamblea correspondiente.

- Somos una sociedad anónima bursátil de capital variable o S.A.B. de C.V. constituida conforme a las leyes de los Estados Unidos Mexicanos. Nuestra sociedad es 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, intercambio de acciones o adquisición de participación en el capital social, combinación, consolidación, reorganización o cualquier otra operación análoga de combinación de negocios llevada a cabo respecto de uno o más negocios de todo tipo de sociedades civiles o mercantiles, asociaciones, compañías, fideicomisos o cualesquiera otras entidades y a la cual nos referiremos a lo largo de la presente declaración como nuestra “Combinación Inicial de Negocios”.
- Fuimos constituidos por Riverstone Sponsor, quien junto con nuestro Equipo de Administración es nuestro Promotor. Riverstone es uno de los fondos de capital privado enfocado en energía más grande a nivel mundial. Nuestro Equipo de Administración está liderado por Miguel Galuccio, quien ocupó el cargo de Presidente del consejo de administración y gerente general de YPF, y quien actualmente funge como miembro independiente del consejo de administración de Schlumberger, Ltd.
- Al 19 de febrero de 2018, el capital social variable de la Compañía está representado por: (i) 65,000,000 acciones ordinarias nominativas Serie A en circulación, sin valor nominal, registradas en el RNV y listadas en la BMV y (ii) 16,250,000 acciones ordinarias nominativas Serie B en circulación, sin valor nominal, registradas en el RNV y listadas en la BMV (de las cuales, 16,118,000 corresponden al Promotor y 132,000 a los miembros independientes del consejo de administración). El capital variable es ilimitado. Por otro lado, el capital fijo está representado por dos acciones nominativas ordinarias Serie C, sin valor nominal, registradas en el RNV y listadas en la BMV. Para más información respecto de la estructura de capital de Vista, favor de consultar la sección “*Estructura de Capital Social de Vista*” de la presente declaración.
- A la fecha, se encuentran emitidos 102,680,000 Títulos Opcionales, de los cuales (i) 65,000,000 fueron emitidos y colocados en la Oferta Global, (ii) 29,680,000 fueron adquiridos por el Promotor a través de una colocación privada que ocurrió de forma simultánea con la Oferta Global, (iii) 5,000,000 actualmente mantenidos en tesorería y emitidos para la venta a RVCP en términos del Contrato de Suscripción Futura de Valores, y (iv) 3,000,000 actualmente mantenidos en tesorería y emitidos conforme a las Resoluciones de Accionistas para cualquier financiamiento adicional que requiera la Compañía.
- Cada Título Opcional da derecho a su tenedor a adquirir 1/3 de una Acción Serie A. Los Títulos Opcionales sólo podrán ser ejercidos en lotes compuestos de 3 Títulos Opcionales para adquirir una Acción Serie A a US\$ 11.50; un Título Opcional no podrá ser ejercido de manera aislada por sí solo. El precio de ejercicio de nuestros Títulos Opcionales está denominado en dólares. Sin embargo, los inversionistas correspondientes pueden pagar el precio de ejercicio en pesos, el día hábil inmediato anterior a la fecha de ejercicio correspondiente al tipo de cambio determinado por el Banco de México y publicado en el Diario Oficial de la Federación. Los Títulos Opcionales (i) podrán ejercerse en la fecha que ocurra más tarde entre (a) el 30° día natural siguiente a la Fecha de Cierre de la Combinación Inicial de Negocios, y (b) el día en que se cumplan 12 meses contados a partir de la fecha de liquidación de la Oferta, y (ii) que termina a las 12:00 horas (hora de la Ciudad de México) de la fecha que ocurra primero entre: (a) la Fecha de Vencimiento Anticipado y (b) el quinto aniversario de la Fecha de Cierre de la Combinación Inicial de Negocios, o antes si el precio de cierre en dólares de las Acciones Serie A en cualesquiera 20 de los últimos 30 días de operación, es igual o superior a USD18.00 por Acción Serie A. Los Títulos Opcionales se encuentran sujetos a términos y condiciones adicionales.
- Vista pretende llevar a cabo la siguiente Operación:

- (i) la adquisición a Pampa: del (a) 58.88% del capital social de PELSA, una sociedad anónima argentina que es operadora y titular en un 73.15% de 3 concesiones de explotación en la cuenca Neuquina ubicadas en las provincias de Neuquén y Río Negro en Argentina, incluyendo una con exposición a la formación no convencional de Vaca Muerta en una zona altamente prospectiva; (b) 3.85% de participación directa en las 3 concesiones de explotación operadas por PELSA anteriormente citadas en el inciso (a); y (c) 100.00% de participación en las concesiones de explotación Medanita y Jagüel, en la cuenca Neuquina, ambas ubicadas en la provincia de Río Negro, Argentina.
 - (ii) la adquisición a Pluspetrol: del (a) 100% del capital social de APCO Oil & Gas International Inc (las "Acciones de Apco O&G" y "APCO International", respectivamente); y (b) 5% del capital social de APCO Argentina S.A. (las "Acciones de Apco Argentina" y "APCO Argentina", respectivamente). APCO International es una empresa constituida en Islas Cayman, que es titular del (a) 39.22% del capital social de PELSA, (b) 95% de capital social de APCO Argentina y (c) a través de su sucursal argentina, titular del (1) 23% de participación en las 3 concesiones operadas por PELSA (citadas en el inciso (i) anterior), (2) 45% de participación no operada en un lote de evaluación en la cuenca Neuquina ubicado en la provincia de Neuquén en Argentina con exposición a la formación no convencional Vaca Muerta en una zona altamente prospectiva, (3) 55% de participación operada de una concesión en la cuenca Neuquina ubicada en la provincia de Neuquén, en Argentina (4) 1.5% en una concesión de explotación no operada en la cuenca Noroeste, ubicada en la provincia de Salta en Argentina, (5) 16.9% de participación en una concesión de explotación no operada en la cuenca del Golfo de San Jorge ubicada en la provincia de Santa Cruz, en Argentina, y (6) 44% de un acuerdo de exploración no operado en la cuenca del Golfo de San Jorge ubicado en la provincia de Santa Cruz, en Argentina. APCO Argentina es una sociedad anónima argentina que es titular de un 1.58% del capital social de PELSA, lo cual, junto a la participación de APCO International, suma un 40.80% de participación a ser adquirida en dicha sociedad. La sociedad APCO Austral S.A., que a la fecha del presente es 100% propiedad de APCO International (en forma directa e indirecta a través de su controlada APCO Argentina), es un activo excluido de la operación, ya que se encuentra vigente y en proceso de ejecución un acuerdo de compraventa del 100% del capital social de dicha sociedad a un tercer comprador, reteniendo Pluspetrol los beneficios de dicha compraventa y manteniendo a Vista indemne ante cualquier reclamo relacionado con dicha sociedad.
- El 16 de enero de 2018 se celebró con Pampa Energía S.A. (i) el CV PELSA y Participaciones EL-AA-BP, y (ii) el CV Participaciones 25M-JM, los cuales se encuentran sujetos al cumplimiento de determinadas condiciones precedentes, las cuales incluyen la aprobación de la asamblea de accionistas de Vista de dicha Adquisición. Para más información sobre los términos principales de dichos acuerdos, favor de consultar la sección "*INFORMACIÓN SOBRE LAS ADQUISICIONES – Descripción de las Adquisiciones – Adquisición de Pelsa y de las Participaciones Directas*" de la presente declaración.
 - El 8 de enero de 2018, se celebró con Pluspetrol el acuerdo CV ACCIONES de APCO, el cual se encuentra sujeto al cumplimiento de determinadas condiciones precedentes, entre las cuales se incluye la aprobación de la asamblea de accionistas de Vista de dicha Adquisición. Para más información sobre los términos principales de dicho acuerdo, favor de consultar la sección "*INFORMACIÓN SOBRE LAS ADQUISICIONES – Descripción de las Adquisiciones – Adquisición de las Acciones de APCO O&G y Acciones de APCO Argentina*".
 - En los dos acuerdos referidos anteriormente, Vista se ha obligado a convocar a una asamblea de accionistas para efectos de que sean aprobadas cada una de las Adquisiciones, las cuales de manera conjunta son descritas en el presente folleto informativo como la Operación. La no aprobación por parte de la asamblea general de accionistas implicará la terminación de dichos acuerdos sin penalidad alguna para Vista.
 - De completarse la Operación, creemos que Vista se convertiría en una de las principales compañías productoras de petróleo y gas de la Argentina, con un buen balance entre una producción actual rentable

y una oportunidad significativa de desarrollar la formación no convencional de Vaca Muerta. Vista consolidaría reservas probadas de 55.7 MMBoe (al 31 de diciembre de 2016), una producción diaria promedio de 27,472 boepd en los primeros 9 meses de 2017, y más de 137,000 acres con exposición a la formación no convencional de Vaca Muerta, de las cuales Vista estima que aproximadamente 54,000 acres netos se ubican en una zona altamente prospectiva, contigua a bloques en etapa de desarrollo o con proyectos piloto terminados, así como también con infraestructura operada de tratamiento y transporte de hidrocarburos, disponible para comenzar en lo inmediato con la primera fase del plan de desarrollo. Estimamos que Vista sería el operador de casi la totalidad de dichas reservas probadas y producción, y de aproximadamente el 90% de los acres netos altamente prospectivos de Vaca Muerta. De completarse la Operación y con base en los datos de producción promedio del año acumulada al 30 de septiembre de 2017 publicados por ME&M, Vista se convertiría en el quinto mayor productor y operador de petróleo en Argentina. Para más información respecto de la Operación, favor de consultar las secciones *“INFORMACIÓN RESPECTO DE LAS ADQUISICIONES”* e *“INFORMACIÓN RESPECTO DE LAS PARTES DE LAS ADQUISICIONES”*.

- En caso de que nuestra Combinación Inicial de Negocios se consume: (i) los fondos depositados en la Cuenta de Custodia serán liberados en su totalidad; (ii) los accionistas de la Compañía que no participen en las suscripciones y pagos descritas en la presente declaración, en la misma proporción que su tenencia de Acciones Serie A, se verán diluidos en su participación en nuestro capital social; (iii) las Acciones Serie B serán convertidas en Acciones Serie A en una razón de uno a uno; (iv) se conocerá la fecha de vencimiento del Período de Ejercicio de los Títulos Opcionales, salvo que terminen anticipadamente; (v) la obligación mancomunada y no solidaria de Riverstone Sponsor y Management Holdings de indemnizar a la Compañía por ciertas reclamaciones de terceros relacionadas con servicios prestados o productos que nos hayan sido vendidos, o de potenciales empresas con las cuales hayamos discutido la posibilidad de consumir una combinación de negocios se dará por terminada; y (vi) el Convenio entre Accionistas se dará por terminado. Para más información respecto de las Consecuencias de la consumación de la Combinación Inicial de Negocios, favor de consultar la sección *“RESUMEN EJECUTIVO – Consecuencias de la consumación de la Combinación Inicial de Negocios”* de la presente declaración.
- La Operación y cada una de las Adquisiciones conllevan ciertos riesgos. Para más información respecto de los mismos, favor de consultar la sección *“FACTORES DE RIESGO”* de la presente declaración.
- De conformidad con las Resoluciones de Accionistas, en caso que la Combinación Inicial de Negocios sea consumada, los Accionistas Serie A tendrán derecho de solicitar que se les hagan reembolsos y pagos en efectivo por cada Acción Serie A que elijan sea objeto de dicho reembolso y pago, y no será titular de acciones de Vista después de la consumación de la Combinación Inicial de Negocios ni participará en el potencial crecimiento futuro de Vista. Dichos Accionistas Serie A tendrán derecho a recibir reembolsos y pagos en efectivo sólo en caso de que así lo soliciten y entreguen sus Acciones Serie A a nuestro agente al menos dos días hábiles antes de la asamblea de accionistas que corresponda. En caso que un grupo de Accionistas Serie A sea considerado como un “grupo de personas” para efectos de la LMV, no tendrá derecho a recibir más reembolsos y pagos que los que correspondan a una tenencia del 20% de nuestras Acciones Serie A. Los reembolsos y pagos a elección de los Accionistas Serie A estarán sujetos a la condición consistente en que los fondos remanentes en la Cuenta Custodia, junto con cualesquiera otros fondos adicionales que tengamos disponibles, sean suficientes para pagar el precio de adquisición y los costos relacionados con dicha Combinación Inicial de Negocios, ya que, de lo contrario, no tendremos la obligación de hacer dichos reembolsos y pagos a los Accionistas Serie A, en el entendido que la elección de reembolso y pago hecha por cualquier de dichos Accionistas Serie A y la aprobación de dicha Combinación Inicial de Negocios dejarán de ser válidas para todos los efectos legales, por lo que no procederemos con la Combinación Inicial de Negocios y seguiremos buscando empresas objetivo para consumir una nueva Combinación Inicial de Negocios dentro del plazo previsto para tales efectos. Para más información respecto de los derechos de reembolso y pago en efectivo, favor de consultar la sección *“RESUMEN EJECUTIVO – Derecho de reembolso y pagos de los Accionistas Serie A ante la consumación de la Combinación Inicial de Negocios”* de la presente declaración.

- Se pretende que ciertos inversionistas suscriban un total de 10,000,000 de Acciones Serie A por un monto total de US\$100,000,000.00, por medio de la celebración de Contratos de Suscripción con Vista y el Ejercicio del Derecho de Preferencia de los Accionistas. Lo anterior en el entendido que, los costos derivados de la colocación de las 10,000,000 de Acciones Serie A antes mencionadas, se cubrirán con los recursos efectivamente obtenidos de la propia colocación. Las Acciones Serie A objeto de la suscripción de los Contratos de Suscripción y del Ejercicio del Derecho de Preferencia de los Accionistas han sido emitidas y se encuentran en tesorería y registradas en la BMV. La emisión de dichas acciones, así como el aumento de capital correspondiente, fueron aprobados por los accionistas mediante asamblea ordinaria de accionistas el 18 de diciembre de 2017. La suscripción y entrega de las Acciones Serie A de conformidad con los Contratos de Suscripción se encuentra condicionada al cierre de la Operación, lo cual deberá ocurrir inmediatamente antes de dicho cierre. Dicho monto únicamente será registrado en su equivalente en pesos, posteriormente, a efecto de registrar el aumento de capital correspondiente en los libros corporativos de la Compañía. Lo anterior en el entendido que dicha obligación revestirá un carácter preferente sobre cualquier otro tipo de financiamiento adquirido por la Compañía, salvo por lo establecido en el Contrato de Suscripción Futura de Valores. Cada uno de los inversionistas que suscriban dichas Acciones Serie A conforme a los Contratos de Suscripción, deberá pagar el precio en dólares de dichas acciones con por lo menos 3 días de anticipación al cierre de la Operación, en el entendido que el dinero que reciba Vista para tales efectos será mantenido en custodia hasta el cierre de la Operación y la consumación de la Combinación Inicial de Negocios. Inmediatamente antes de la consumación, las cantidades mantenidas en una cuenta custodia serán transferidas a Vista para pagar la contraprestación para el cierre de la Operación y la consumación de la Combinación Inicial de Negocios, siendo las Acciones Serie A entregadas a través de Indeval.
- Vista ha celebrado una Carta Compromiso con ciertos bancos, en la que dichos bancos se comprometen a proveer una Línea de Crédito Contingente, que será utilizada en caso de que el monto total obtenido conforme a los Contratos de Suscripción, el Ejercicio del Derecho de Preferencia de los Accionistas, el Contrato de Suscripción Futura de Valores y las cantidades depositadas en la Cuenta de Custodia, menos el monto correspondiente a la porción de los Accionistas Serie A que llegasen a ejercer su derecho de reembolso y pago, no sean suficientes para pagar la Operación.
- Las Acciones Serie B que actualmente se encuentran en circulación serán convertidas, en una razón de uno a uno, en Acciones Serie A; lo anterior, en el entendido que, sujeto a la consumación de la Combinación Inicial de Negocios, los Accionistas Serie B han renunciado a su derecho para que dichas Acciones Serie B, una vez convertidas, representen el 20% del número total de acciones emitidas y en circulación después de cualquier aumento adicional de capital, limitando de esta manera los efectos dilutivos de la conversión,
- Anticipamos que, una vez consumada la Combinación Inicial de Negocios, la participación accionaria en Vista se comprenderá de la siguiente manera:
 - Los accionistas que adquirieron aquellas acciones colocadas en la Oferta Global, serán titulares de 65,000,000 de Acciones Serie A, representando aproximadamente 67.53% del capital social;
 - Riverstone Vista Capital Partners, L.P., será titular de 5,000,000 de Acciones Serie A, de conformidad con el Contrato de Suscripción Futura de Valores, representando aproximadamente 5.19% del capital social;
 - Los inversionistas que celebraron los Contratos de Suscripción y aquellos accionistas que ejercieron sus derechos de preferencia, al suscribir y pagar las acciones correspondientes, serán titulares de un total de 10,000,000 de Acciones Serie A, representando aproximadamente 10.39% del capital social;
 - El Promotor y los miembros independientes del consejo de administración serán titulares, de un total de 16,250,000 de Acciones Serie A, representando aproximadamente 16.88% del capital social; y

- Vista SH, LLC y Vista Sponsor Holdings, L.P. serán titulares de 1 Acción Serie C, cada uno.

Los números de acciones antes mencionados fueron calculados asumiendo que: (i) no se ejerce ningún derecho de reembolso y pago en efectivo; y (ii) 10,000,000 de Acciones Serie A son suscritas y pagadas a través de Contratos de Suscripción y mediante el Ejercicio del Derecho de Preferencia de los Accionistas a un precio de US\$10.00 por acción.

Para más información respecto de la estructura de capital de Vista, favor de consultar la sección “*ESTRUCTURA DE CAPITAL SOCIAL DE VISTA*” de la presente declaración.

- El consejo de administración de Vista pone a su consideración la aprobación de la Operación. Para más información respecto de lo anterior, favor de consultar la sección “*PROPUESTAS A SER APROBADAS POR LA ASAMBLEA*” de la presente declaración.
- Además de la aprobación de la Operación y consecuentemente, de la Combinación Inicial de Negocios, se les pedirá votar a los accionistas de Vista sobre la aprobación del Plan de Incentivos en la asamblea correspondiente. Para más información respecto de lo anterior, favor de consultar la sección “*PROPUESTAS A SER APROBADAS POR LA ASAMBLEA*” de la presente declaración.

PREGUNTAS Y RESPUESTAS RESPECTO DE LA OPERACIÓN

Las siguientes preguntas y respuestas atienden de forma breve algunas de las preguntas más comunes en relación a la aprobación de la Operación y de la aprobación de la Combinación Inicial de Negocios. La siguiente sección no incluye todas las preguntas y respuestas que pudieren surgir respecto de cada una de las Adquisiciones, ni toda la información que pudiera resultar útil para los accionistas de Vista. Cualquier interesado en lo anterior debe leer la presente declaración en su totalidad, así como cualesquier documentos adicionales a los cuales se haga referencia en el mismo.

P: ¿Por qué estoy recibiendo este folleto informativo?

R: A los accionistas de Vista se les solicita considerar y, en su momento votar, entre otros asuntos, en relación a la aprobación o no de la Operación a efecto de autorizar y posteriormente consumir la Combinación Inicial de Negocios. El presente folleto incluye información que consideramos de suma importancia para que los accionistas de Vista puedan tomar dicha decisión de manera informada.

P: ¿Qué se aprobará en la asamblea general de accionistas?

R: La asamblea general de accionistas aprobará, a propuesta y recomendación del consejo de administración de Vista, entre otros asuntos, la Operación, a efectos de autorizar y posteriormente consumir la Combinación Inicial de Negocios para los efectos previstos en nuestros estatutos sociales, el Acta de Emisión, el Título Global de Títulos Opcionales, las Resoluciones de Accionistas, el Convenio de Socios Estratégicos, el Convenio entre Accionistas y demás documentos relacionados con la Compañía, así como también la aprobación del Plan de Incentivos.

P: ¿Qué será considerada como nuestra Combinación Inicial de Negocios?

R: La consumación de la Operación, sujeto a la aprobación de la asamblea de accionistas correspondiente y la disponibilidad de recursos suficientes para fundearla.

P: ¿Qué deben votar los accionistas?

R: Recomendamos a los accionistas de Vista emitir su voto a efecto de aprobar la Operación (la cual incluye de manera conjunta las Adquisiciones que se describen en la presente declaración), así como el Plan de Incentivos.

P: ¿Las propuestas en la asamblea general de accionistas están condicionadas una y otra?

R: La aprobación de la Combinación Inicial de Negocios no se encuentra condicionada a la aprobación de otras propuestas. Sin embargo, la aprobación del Plan de Incentivos se encuentra condicionada a la aprobación de la Combinación Inicial de Negocios.

P: ¿Cuándo se espera sea consumada la Combinación Inicial de Negocios?

R: De acuerdo con las obligaciones asumidas en cada uno de los acuerdos para la consumación de cada Adquisición, la aprobación por la asamblea de accionistas de Vista constituye la principal condición precedente para el cierre de cada Adquisición, así como que los fondos en nuestra Cuenta de Custodia junto con cualesquiera otros fondos adicionales que tengamos disponibles, sean suficientes para pagar el precio de adquisición y los costos relacionados con dicha Combinación Inicial de Negocios. Una vez aprobada la Operación por la asamblea de accionistas de Vista y cumplidas las condiciones precedentes para cada uno de los contratos, instruiremos al Agente de Custodia para que libere los fondos que correspondan pagar a cada uno de los vendedores de acuerdo con dichos contratos, y realizaremos el cierre de cada una de las Adquisiciones aprobadas en la Operación. Para más información ver la sección “**INFORMACIÓN SOBRE LAS ADQUISICIONES**” del presente folleto informativo,

P: ¿Qué ocurrirá luego de la Combinación Inicial de Negocios?

R: De aprobarse la Operación, Vista adquirirá de manera directa o indirecta las Participaciones Societarias y las Participaciones Directas, lo cual, en su conjunto, incluye lo siguiente, mismo que se describe en la Portada del presente documento:

En la cuenca Neuquina:

- a) 100% en las concesiones de explotación Medanito y Jagüel (operadas);
- b) 100% en las concesiones de explotación Entre Lomas, Bajada del Palo y Agua Amarga (operadas);
- c) 55% de la concesión de explotación Coirón Amargo Norte ("Coirón Amargo Norte") (operada); y
- d) 45% del lote de evaluación Coirón Amargo Sur Oeste ("Coirón Amargo Sur") (operado por Shell a través de su filial argentina O&G Developments LTD S.A.).

En la cuenca del Golfo de San Jorge:

- a) 16.9% de la concesión de explotación Sur Río Deseado Este (operada por Roch); y
- b) 44% del acuerdo de exploración Sur Río Deseado Este (operado por Quintana).

En la cuenca Noroeste:

- a) 1.5% de la concesión de explotación Acambuco (operada por Pan American Energy LLC Sucursal Argentina).

Como resultado de lo anterior, Vista se convertiría en una compañía con activos que cuentan con capacidad de generación de flujo de caja y con amplias oportunidades de crecimiento y rentabilización a través del desarrollo de reservas y recursos de hidrocarburos convencionales y no convencionales. Esto le permitiría a Vista ejecutar su visión de expansión regional principalmente en los países de enfoque.

P: ¿Qué condiciones debieran ser satisfechas para completar la Combinación Inicial de Negocios?

R: Deberán haberse tomado las resoluciones correspondientes por la asamblea de accionistas para que la Combinación Inicial de Negocios sea aprobada. Asimismo, deberán haberse realizado los reembolsos y pagos en efectivo que les correspondan a aquellos Accionistas Serie A que hubieren notificado a la Compañía su decisión de recibirlos en los términos previstos en las Resoluciones de Accionistas; en el entendido que, en caso que los fondos remanentes en la Cuenta Custodia, junto con cualesquiera otros fondos adicionales que tengamos disponibles, no sean suficientes para pagar el precio de adquisición y los costos relacionados con dicha Combinación Inicial de Negocios, no realizaremos ninguno de dichos reembolsos ni pagos en efectivo por las Acciones Serie A ni procederemos con el cierre de la Operación y continuaremos en búsqueda de alguna otra empresa objetivo hasta el 10 de agosto de 2019. Para mayor información sobre las condiciones precedentes de cada una de las Adquisiciones, favor de referirse a la sección "*Descripción de las Adquisiciones*" de la presente declaración.

P: ¿Hay alguna iniciativa para ayudar a garantizar que Vista contará con los fondos suficientes para fondear el pago de la Combinación Inicial de Negocios?

R: Se estima que la Operación requerirá un total de US\$800 millones, el cual será fondado con capital propio (equity) y, de ser necesario, deuda. Para tales efectos, en adición a los fondos mantenidos en la Cuenta de Custodia y los fondos que se encuentran a su disposición de conformidad con el Contrato de Suscripción Futura de Valores, Vista cuenta con: (i) compromisos de inversión equivalentes a US\$100 millones mediante la celebración de Contratos de Suscripción y el Ejercicio del Derecho de Preferencia de los Accionistas; y (ii) una Carta Compromiso para celebrar una Línea de Crédito Contingente, a ser utilizada en caso de que el monto total obtenido entre la suma de los Contratos de Suscripción, el Ejercicio del Derecho de Preferencia de los Accionistas, el Contrato de Suscripción Futura de Valores, y las cantidades depositadas en la Cuenta de Custodia, menos el monto correspondiente a la porción de los Accionistas Serie A que llegasen a ejercer su derecho de reembolso y pago, no sean suficientes para pagar la Operación.

P: ¿Qué participación accionaria tendrán los accionistas actuales en Vista, los nuevos inversores que celebren los Contratos de Suscripción y que suscriban acciones mediante el Ejercicio del Derecho de Preferencia de los Accionistas, y el Promotor una vez consumada la Combinación Inicial de Negocios?

R: Anticipamos que, una vez consumada la Combinación Inicial de Negocios, la participación accionaria en Vista se comprenderá de la siguiente manera:

- Los accionistas que adquirieron aquellas acciones colocadas en la Oferta Global, serán titulares de 65,000,000 de Acciones Serie A, representando aproximadamente 67.53% del capital social;
- Riverstone Vista Capital Partners, L.P., será titular de 5,000,000 de Acciones Serie A, de conformidad con el Contrato de Suscripción Futura de Valores, representando aproximadamente 5.19% del capital social;
- Los inversionistas que celebraron los Contratos de Suscripción y aquellos accionistas que ejercieron sus derechos de preferencia, al suscribir y pagar las acciones correspondientes, serán titulares de un total de 10,000,000 de Acciones Serie A, representando aproximadamente 10.39% del capital social;
- El Promotor y los miembros independientes del consejo de administración serán titulares, de un total de 16,250,000 de Acciones Serie A, representando aproximadamente 16.88% del capital social; y
- Vista SH, LLC y Vista Sponsor Holdings, L.P. serán titulares de 1 Acción Serie C, cada uno.

Los números de acciones antes mencionados fueron calculados asumiendo que: (i) no se ejerce ningún derecho de reembolso y pago en efectivo; y (ii) 10,000,000 de Acciones Serie A son suscritas y pagadas a través de Contratos de Suscripción y mediante el Ejercicio de Derecho de Preferencia de los Accionistas a un precio de US\$10.00 por acción.

P: ¿Qué pasa si transfiero mis acciones con derecho a voto antes de la asamblea que apruebe la Combinación Inicial de Negocios?

R: Las Personas que transfieran sus acciones antes de que se lleve a cabo la asamblea que apruebe la Combinación Inicial de Negocios perderán su derecho a votar en dicha asamblea y no tendrán derecho a ejercer el derecho para reembolso y pago en efectivo por las Acciones Serie A que les hubieran correspondido. La convocatoria correspondiente determinará los métodos para la acreditación de dichas acciones mediante las constancias y certificaciones que para tal efecto emita el Indeval con antelación a la asamblea.

P: ¿Por qué se requiere una aprobación de la asamblea de accionistas para aprobar la Combinación Inicial de Negocios?

R: En función de lo establecido en nuestros estatutos sociales, cualquier acto o conjunto de actos en virtud de los cuales Vista pretenda llevar a cabo una o más fusiones, adquisiciones de activos, adquisiciones de acciones, intercambios de acciones, adquisiciones de participación en el capital social, combinaciones, consolidaciones, reorganizaciones o cualquier otra operación análoga de combinación de negocios, respecto de uno o más negocios de todo tipo de sociedades civiles o mercantiles, asociaciones, compañías, fideicomisos o cualesquiera otras entidades, con o sin personalidad jurídica, requerirá de aprobación previa de la asamblea general de accionistas de Vista.

P: ¿Han ejercido nuestro Promotor y miembros del Consejo de Administración su derecho de suscripción preferente para adquirir más acciones?

R: El Promotor y los miembros no independientes del consejo de administración renunciaron a su derecho para adquirir de forma preferente las acciones emitidas con motivo del aumento de capital aprobado por los

accionistas en la asamblea del 18 de diciembre de 2017, como así también a su derecho para que las Acciones Serie B respecto de las cuales son titulares, una vez convertidas en Acciones Serie A dada la consumación de la Combinación Inicial de Negocios, representen el 20% del número total de acciones emitidas y en circulación después de cualquier aumento adicional de capital, limitando de esta manera los efectos dilutivos de la conversión descrita en este párrafo.

P: ¿Cuántos votos tiene un accionista de Vista para ejercer en la asamblea general de accionistas?

R: En las asambleas generales de accionistas, los accionistas de Vista tienen el derecho de ejercer un voto por cada una de las Acciones Serie A, Acciones Serie B o Acciones Serie C respecto de las cuales sean titulares. Actualmente existen 81,250,002 acciones en circulación.

P: ¿Cuál es el quórum de asistencia y votación necesario para considerar instalada la asamblea general ordinaria de accionistas que, en su caso, apruebe la Operación y consecuentemente la Combinación Inicial de Negocios?

R: En función de lo establecido en nuestros estatutos sociales, las asambleas ordinarias de accionistas se consideran legalmente instaladas en virtud de primera convocatoria, si se encuentran representadas al menos el 50% de las acciones en circulación representativas del capital social de Vista, y sus resoluciones serán válidas cuando hayan sido tomadas por mayoría simple de las acciones con derecho a voto presentes en dicha asamblea. En caso de segunda o ulteriores convocatorias, las asambleas generales ordinarias de accionistas de Vista serán consideradas legalmente instaladas cualquiera sea el número de acciones presentes en dicha asamblea y los acuerdos deberán ser tomados por mayoría simple de las acciones con derecho a voto presentes en dicha asamblea.

P: ¿Cómo votará el Promotor?

R: En términos de lo establecido en las Resoluciones de Accionistas, el Convenio de Socios Estratégicos, el Convenio entre Accionistas y demás documentos relacionados con la Operación, nuestro Promotor ha acordado votar sus Acciones Serie B, así como cualesquier Acciones Serie A adquiridas por éste durante o después de la Oferta Global, en favor de nuestra Combinación Inicial de Negocios. Los Accionistas Serie C también han acordado votar sus Acciones Serie C en favor de cualquier Combinación Inicial de Negocio propuesta.

Como resultado de lo anterior, en adición a los votos en favor de todas las Acciones Serie B (excluyendo las Acciones Serie B que son propiedad de nuestros consejeros independientes) y Acciones Serie C, necesitaríamos el voto favorable de 24,507,000 Acciones Serie A, o 37.70% de las 65,000,000 de Acciones Serie A colocadas en la Oferta Global, a efecto de obtener la aprobación de nuestra Combinación Inicial de Negocios, en una asamblea general ordinaria de accionistas reunida en virtud de primera convocatoria en la que se encuentren reunidos la totalidad de las acciones representativas de nuestro capital social.

P: ¿Qué intereses tienen actualmente los directores y administradores para la consumación de la Combinación Inicial de Negocios?

R: Al considerar la recomendación de nuestro consejo de administración de votar a favor de la Combinación Inicial de Negocios, los accionistas deben de considerar, que a pesar de sus intereses como accionistas, nuestro Promotor, y ciertos consejeros y funcionarios con los demás accionistas, podrán también tener intereses distintos o adicionales a aquellos del resto de los accionistas. Nuestros consejeros y funcionarios estaban conscientes de tales intereses, entre otros aspectos, al evaluar y recomendar a nuestros accionistas la aprobación de la Combinación Inicial de Negocios. Por lo anterior, nuestros accionistas deberán tener en cuenta la existencia de tales intereses al resolver sobre la aprobación de la Combinación Inicial de Negocios. Tales intereses incluyen, entre otros, los siguientes:

- el hecho de que nuestro Promotor acordó votar sus acciones en favor de la Operación;

- el hecho de que nuestro Promotor pagó US\$25,000 a cambio de las Acciones del Promotor. Dichas Acciones del Promotor tendrán un valor significativamente mayor al momento en que se realice la Combinación Inicial de Negocios, mismas que, de no estar sujetas a restricciones y si cotizaran libremente tendrían un valor de Ps 185 por acción, con base en el precio de cotización de nuestras Acciones Serie A al cierre del día 16 de febrero de 2018;
- el hecho de que nuestro Promotor tiene 29,680,000 Títulos Opcionales, adquiridos mediante oferta privada realizada simultáneamente a la Oferta Global, que expirarían sin valor alguno en el caso de que no se consumase una Combinación Inicial de Negocios;
- la continuación de los miembros del Equipo de Administración como directores de la Compañía y de Miguel Galuccio como director general y presidente del consejo de administración;
- la continuación de todos o algunos de nuestros actuales consejeros independientes en su cargo, tales como Susan Segal, Anthony Lim, Mauricio Doehner Cobián y Mark Bly;
- el hecho de que cada uno de nuestros miembros independientes del consejo de administración es titular de 33,000 Acciones Serie B que, de no estar sujetas a restricciones y si cotizaran libremente, tendrían un valor de Ps 185 por acción, con base en el precio de cotización de nuestras Acciones Serie A al cierre del día 16 de febrero de 2018;
- la obligación mancomunada y no solidaria de Riverstone Sponsor y Management Holdings de indemnizar a la Compañía por ciertas reclamaciones de terceros relacionadas con servicios prestados o productos que nos hayan sido vendidos, o de potenciales empresas con las cuales hayamos discutido la posibilidad de consumir una combinación de negocios, según se establece en el Convenio de Socios Estratégicos, se dará por terminada: (a) ante la consumación de la Combinación Inicial de Negocios, o (b) ante la cancelación de la Cuenta de Custodia;
- el hecho de que nuestro Promotor, así como nuestros funcionarios y consejeros han acordado no participar como consejero o funcionario en cualquier otro SPAC, hasta que hayamos llegado a un acuerdo definitivo en relación con nuestra Combinación Inicial de Negocios o hayamos fracasado en completar nuestra Combinación Inicial de Negocios dentro del plazo de tiempo requerido para tal efecto;
- el hecho de que Riverstone y nuestro Promotor se han comprometido a no formar ni constituir ningún otro SPAC para la adquisición de empresas de petróleo y gas en México u otros países de Latinoamérica, hasta que hayamos llegado a un acuerdo definitivo en relación con nuestra Combinación Inicial de Negocios o hayamos fracasado en completar nuestra Combinación Inicial de Negocios dentro del plazo de tiempo requerido para tal efecto;
- el hecho de que nuestro Promotor, así como nuestros funcionarios y consejeros perderán su inversión realizada en nosotros hasta la fecha, en caso de que no se consumase la Combinación Inicial de Negocios, misma que a la fecha de publicación de este folleto informativo, asciende a la cantidad de US\$14,865,157.00; y
- el hecho de que el Convenio entre Accionistas se dará por terminado.

P: ¿Qué sucede si voto en contra de la propuesta de Combinación Inicial de Negocios?

R: En caso de que el porcentaje de aprobación requerido para aprobar la Combinación Inicial de Negocios no sea alcanzado en la asamblea correspondiente, y que, por otro lado, no sea consumada una Combinación Inicial de Negocios alternativa antes del 10 de agosto de 2019, se realizarán los reembolsos y pagos en efectivo que resulten aplicables con los fondos mantenidos en la Cuenta de Custodia, menos una cantidad equivalente a US\$ 100,000 para gastos relacionados con la liquidación de la Compañía.

P: ¿Podría mi derecho de reembolso y pago en efectivo verse afectado en función de cuál es mi voto?

R: No, el derecho de reembolso y pago en efectivo de cada accionista es independiente del sentido de su voto respecto de la Combinación Inicial de Negocios. Esto significa que la Combinación Inicial de Negocios podría ser incluso aprobada por accionistas que ejerzan su derecho de reembolso y pago y no se mantuvieran como accionistas si se consumase la Combinación Inicial de Negocios.

P: ¿Cómo puedo ejercer mi derecho de reembolso y pago en efectivo?

R: Cualquier Accionista Serie A que desee ejercer su derecho de reembolso y pago en efectivo deberá, a más tardar dos Días Hábles antes de que se lleve a cabo la asamblea general de accionistas que apruebe la Combinación Inicial de Negocios, notificarnos por escrito del ejercicio de su derecho y al hacer dicha notificación, quedará obligado a entregar las Acciones Serie A respectivas para su cancelación, en caso que proceda el reembolso y pago. Los reembolsos y pagos correspondientes se harán dos Días Hábles antes de que sea consumada la Combinación Inicial de Negocios, inmediatamente después que se hayan entregado las Acciones Serie A respectivas para su cancelación.

De conformidad con las Resoluciones de Accionistas, una vez que se lleve a cabo la Combinación Inicial de Negocios, los Accionistas Serie A tendrán derecho de solicitar que se les hagan reembolsos y pagos en efectivo por cada Acción Serie A que elijan sea objeto de dicho reembolso y pagos, a un monto por acción que resultará de la fórmula que más adelante se describe; en el entendido que cada Acción Serie A que fuere objeto de dichos reembolsos y pagos deberá ser transferida a la Compañía para su posterior cancelación. En caso que un grupo de Accionistas Serie A sea considerado como un “grupo de personas” para efectos de la LMV, no tendrá derecho a recibir más reembolsos y pagos que los que correspondan a una tenencia del 20% de nuestras Acciones Serie A. Los reembolsos y pagos a elección de los Accionistas Serie A estarán sujetos a la condición consistente en que los fondos remanentes en la Cuenta Custodia, junto con cualesquiera otros fondos adicionales que tengamos disponibles, sean suficientes para pagar el precio de adquisición y los costos relacionados con dicha Combinación Inicial de Negocios ya que de lo contrario no tendremos la obligación de hacer dichos reembolsos y pagos a los Accionistas Serie A, en el entendido que la elección de reembolso y pago hecha por cualquier de dichos Accionistas Serie A y la aprobación de dicha Combinación Inicial de Negocios dejarán de ser válidas para todos los efectos legales, por lo que no procederemos con la Combinación Inicial de Negocios y seguiremos buscando empresas objetivo para consumir una nueva Combinación Inicial de Negocios dentro del plazo previsto para tales efectos. Para mayor información referirse a la sección “Resumen Ejecutivo”.

El monto de reembolso y pago por Acción Serie A será el que resulte de dividir (i) los fondos depositados en la Cuenta de Custodia, incluyendo los rendimientos generados que no hayan sido previamente liberados para cubrir los Gastos Permitidos y Pagaderos con Rendimientos, entre (ii) el número de Acciones Serie A en circulación, en ambos casos, sustancialmente al momento en que se consume la Combinación Inicial de Negocios. Dicha cantidad será pagada en pesos o dólares, a elección del Accionistas Serie A que hubiere entregado la notificación de ejercicio que aquí se describe.

P: ¿Cuáles son las consecuencias fiscales de ejercer mi derecho de reembolso y pagos en efectivo?

R: Los reembolsos y pagos en efectivo serán clasificados fiscalmente (i) en dos terceras partes, como un reembolso de aportaciones para futuros aumentos de capital (la cual fue aportada en dólares y el reembolso y pago aplicable será pagadero en dólares o en pesos al tipo de cambio aplicable, y (ii) en una tercera parte, como un reembolso proveniente de una reducción de capital en pesos, en este último caso, más o menos el monto de la cobertura cambiaria decretada en las Resoluciones de Accionistas. Toda vez que las aportaciones para futuros aumentos de capital son consideradas como deuda para efectos fiscales; los reembolsos descritos en el inciso (i) anterior no generarán implicaciones fiscales para Vista ni para los Accionistas Serie A conforme a la legislación mexicana. Por su parte, de los reembolsos en efectivo provenientes de reducciones de capital los pagaremos con cargo al saldo de nuestra CUCA (Cuenta de Capital de Aportación), por lo que no derivarían consecuencias fiscales tanto para la Compañía ni para los Accionistas conforme a la legislación mexicana. Finalmente, el monto de la cobertura cambiaria decretada en las Resoluciones de Accionistas que

en su caso se sume o se reste a este reembolso proveniente de reducción de capital no tendría consecuencias fiscales tanto para la Compañía ni para los Accionistas conforme a la legislación mexicana.

P: Si soy tenedor de Títulos Opcionales, ¿puedo ejercer derechos de reembolso sobre mis Títulos Opcionales?

R: No, el derecho a ejercer reembolsos atañe únicamente a las Acciones Serie A de la Compañía colocadas en la Oferta Global.

P: ¿Qué sucede con los fondos depositados en la Cuenta Custodia posterior a la consumación de la Combinación Inicial de Negocios?

R: En función de lo establecido en las Resoluciones de Accionistas, los recursos depositados en la Cuenta de Custodia serán y sólo podrán ser utilizados por Vista para financiar la Combinación Inicial de Negocios, así como para cubrir los potenciales reembolsos y pagos descritos en la presente declaración y pagar US\$19,500,000.00 correspondiente a las comisiones de colocación diferidas que serán liberadas a los Intermediarios Líderes en México y a los Intermediarios Internacionales conforme al Contrato de Colocación y al Contrato de Compraventa de Valores, respectivamente, más la cantidad correspondiente al IVA atribuible a dichas comisiones de colocación diferidas. En caso de que no se consolide esta u otra Combinación Inicial de Negocios dentro de los 24 meses previstos antes del 10 de agosto de 2019, se utilizará un monto de hasta US\$100,000.00 para cubrir los gastos de disolución de la Sociedad.

P: ¿Qué debo hacer ahora?

R: Usted deberá leer toda la información contenida en la presente declaración, incluyendo la sección “Factores de Riesgo” y sus anexos, y considerar cómo la aprobación de la Operación y consecuentemente la Combinación Inicial de Negocios podrían impactarlo como accionista. Luego de esto, deberá asistir personalmente o a través de un representante en la asamblea de accionistas y emitir su voto de conformidad con la convocatoria que se emita en su momento.

P: ¿Cómo puedo votar?

R: Los accionistas pueden ejercer un voto en la asamblea correspondiente, por cada acción de la que sean titulares. Para ser admitidos en la asamblea correspondiente deberán entregar las constancias de depósito expedidas por Indeval y en su caso, con el listado complementario a que se refiere la Ley del Mercado de Valores, en los términos que se señalen en la convocatoria respectiva. Los accionistas podrán comparecer a la Asamblea General Ordinaria personalmente o representados por apoderado constituido mediante poder otorgado en los formularios elaborados por esta institución, de conformidad con el artículo 49 fracción III de la Ley del Mercado de Valores o mediante mandato o poder otorgado conforme a la legislación común.

P: ¿Qué sucede si firmo y envío mi formulario para la asamblea sin indicar como deseo votar?

R: En dicho caso, las personas que lo representen mediante el poder contenido en dicho formulario no sabrán en qué sentido debe ejercer, en su nombre y representación, dicho voto, por lo que no podrían cumplir con el mandato contenido en el mismo y por lo tanto deberá abstenerse. Favor de referirse a la siguiente pregunta para entender la consecuencia de dicha abstención.

P: ¿Qué sucede si me abstengo de votar o no logro votar en la asamblea general de accionistas?

R: Su abstención no será considerada como un voto en contra ni a favor, sin embargo sí será tomado en cuenta para determinar el quorum de instalación y el quorum de votación. Por otro lado, si no lograra votar porque ni usted ni su representante pudieron asistir, entonces las acciones que usted represente no serán consideradas para efectos de computar el quórum de instalación ni, en consecuencia, el quorum de votación.

P: ¿Puedo cambiar mi voto luego de haber presentado el formulario correspondiente?

R: Sí, el voto debe ser expresado y contabilizado en la asamblea correspondiente, por usted o por quien lo represente en términos de lo establecido en la respuesta anterior. En todo momento, previo a la asamblea, usted puede indicarle a su representante el sentido de su voto, aún si dicha instrucción representa un cambio respecto de la instrucción que originalmente había entregado, ya sea a través del formulario o de cualquier otra manera. Dicho esto, el voto efectivamente contabilizado y vinculante será el emitido precisamente en la asamblea de accionistas.

P: ¿Quién puede ayudarme a responder ulteriores preguntas?

R: Alejandro Cherrñacov, quien es la persona encargada de las relaciones con los inversionistas y podrá ser localizada en las oficinas de la Compañía, ubicadas en Javier Barros Sierra No. 540, Torre 2, Piso 2, Colonia Lomas de Santa Fe, C.P. 01210, Álvaro Obregón, Ciudad de México, México, o en el número telefónico +52 (55) 9177-2038 y correo electrónico ir@vistaoilandgas.com.

RESUMEN EJECUTIVO

Este resumen destaca información seleccionada de la presente declaración, y no contiene toda la información que es importante para usted. Para obtener un mejor entendimiento de la Combinación Inicial de Negocios y de las propuestas a ser consideradas en la asamblea, usted debe leer la presente declaración en su totalidad incluyendo sus anexos. Este documento contiene ciertos términos comúnmente utilizados en la industria petrolera, mismos que son definidos en la sección “Glosario de Términos y Definiciones”.

La Compañía

Somos una sociedad anónima bursátil de capital variable o S.A.B. de C.V. constituida conforme a las leyes de los Estados Unidos Mexicanos. Nuestra sociedad es un SPAC creado con la finalidad de consumir una fusión, adquisición de activos, adquisición de acciones, intercambio de acciones o adquisición de participación en el capital social, combinación, consolidación, reorganización o cualquier otra operación análoga de combinación de negocios llevada a cabo respecto de uno o más negocios de todo tipo de sociedades civiles o mercantiles, asociaciones, compañías, fideicomisos o cualesquiera otras entidades y a la cual nos referiremos a lo largo de la presente declaración como nuestra “Combinación Inicial de Negocios”.

Mediante la presente declaración, la Compañía informa a sus accionistas y al público inversionista que su consejo de administración ha aprobado que la Operación sea presentada a la asamblea general de accionistas, para que pueda ser autorizada por los accionistas en dicha asamblea como la Combinación Inicial de Negocios prevista en nuestros estatutos sociales, el Acta de Emisión, en el Título Global de los Títulos Opcionales, las Resoluciones de Accionistas, el Convenio de Socios Estratégicos, el Convenio entre Accionistas y demás documentos relacionados con la Compañía.

La Compañía posterior a la consumación de la Combinación Inicial de Negocios

La Combinación Inicial de Negocios representará para Vista la conclusión de la segunda etapa en la ejecución de su visión a largo plazo, que consiste en la creación de una empresa independiente de exploración y producción de petróleo y gas de nueva generación que se convierta en líder en Latinoamérica y el socio local de preferencia en la región para compañías en la industria e inversionistas. Esta visión fue establecida al constituirse la Compañía y ha guiado la estrategia de Vista desde entonces.

Como parte de esta estrategia, Vista llevó a cabo de manera exitosa su Oferta Pública Inicial en agosto de 2017, logrando recaudar el equivalente a US\$650 millones, como así también otros US\$50 millones a través del Contrato de Suscripción Futura de Valores (*Forward Purchase Agreement*) celebrado con RVCP, una Afiliada de Riverstone Sponsor, completando así la primera etapa en la ejecución de su visión.

Desde entonces iniciamos la búsqueda de oportunidades adecuadas para maximizar retornos ajustados por riesgo y crear una plataforma para impulsar nuestro crecimiento futuro. Durante esta etapa, Vista se basó en los criterios de inversión que estableció al momento de la Oferta Global y que sirvieron como marco de referencia para la Compañía al evaluar las oportunidades de inversión que se le presentaron. La Operación cumple con nuestros criterios de inversión de la siguiente manera:

- Cumple con el enfoque geográfico de Vista, con Argentina, México, Colombia y Brasil como sus principales países de interés;
- Permite a Vista obtener inmediatamente una escala relevante en Argentina;
- Representa una base sólida y rentable de producción que genera un flujo de caja significativo;
- Cuenta con una posición significativa en una zona altamente prospectiva de Vaca Muerta, la formación de *shale* con mayor desarrollo comercial fuera de América del Norte;

- Incluye activos que consideramos que operan por debajo de su potencial y que requieren de la experiencia operativa y del capital de Vista, en particular para el desarrollo de Vaca Muerta y el alcance de su máximo potencial;
- Comprende activos que pueden aprovechar la amplia red y conocimiento de nuestro Promotor, en particular su experiencia en activos no convencionales en Norteamérica y Vaca Muerta;
- Otorga a Vista una posición de accionista controlante en las sociedades así como el rol de operador en la mayoría de las concesiones de explotación;
- Permite a Vista obtener una escala operativa suficiente para calificar y participar en futuras licitaciones de bloques de exploración y producción de petróleo y gas en México y otros países de enfoque; y
- Presenta un balance financiero sólido, con un saldo de efectivo neto, lo que permite maximizar nuestra flexibilidad financiera.

A la fecha del presente folleto, también se han celebrado diversos Contratos de Suscripción en virtud de los cuales se estima que ciertos inversionistas suscriban de manera agregada, junto con aquellos accionistas que suscriban acciones con motivo del Ejercicio del Derecho de Preferencia de los Accionistas, un total de 10,000,000 de Acciones Serie A, por un monto total de US\$100,000,000.00, para fundear la Operación.

De consumarse la Operación, consideramos que nuestra plataforma nos permitirá crecer de forma rentable como consecuencia de las siguientes características:

1. **Activos de primera clase en la cuenca Neuquina:** la plataforma estaría principalmente concentrada en la cuenca Neuquina, una de las más prolíficas en Latinoamérica y la más competitiva en Argentina, en un *cluster* que comprenderá aproximadamente 538,000 acres. La misma contaría con una base de reservas probadas convencionales de aproximadamente 55 Mmboe (64% petróleo), con un precio de equilibrio estimado en aproximadamente US\$30 por barril. También tendría una producción de 27,472 boed (60% petróleo) con un margen de EBITDA de 41%, con base en los resultados por el período de nueve meses terminado el 30 de septiembre de 2017. Adicionalmente la plataforma incluiría aproximadamente 54,000 acres netos de Vaca Muerta en una zona altamente prospectiva de la ventana de petróleo no convencional, contigua a bloques que ya están en etapa de desarrollo o que cuentan con proyectos piloto terminados, en los que se llevan perforados más de 600 pozos al 30 de septiembre de 2017. Entre las compañías operadoras próximas a nuestro *acreage* se encuentran YPF, Chevron, Shell, Petronas, Schlumberger y Wintershall. Estimamos que este *acreage* cuenta con aproximadamente 311 MMBoe de EUR (P50), representando una gran potencialidad de crecimiento en los próximos años. Por otro lado, cabe destacar que la proximidad entre los bloques, combinada con la superposición de la formación no convencional de Vaca Muerta con las operaciones convencionales actuales, nos permitiría consolidar un *cluster* operativo que aumentaría la eficiencia y facilitaría la ejecución de nuestro plan de desarrollo.
2. **Posición financiera balanceada:** los activos convencionales podrían generar un flujo de caja significativo y de bajo riesgo, reflejado en un EBITDA estimado de aproximadamente US\$190 millones en 2018. Adicionalmente la plataforma no contaría con apalancamiento a la fecha de cierre de la Operación, asumiendo que para completar la Operación no sea necesario hacer desembolsos bajo la Línea de Crédito Contingente. Estimamos que esto, combinado con los recursos financieros que esperamos alcanzar a través de la celebración de Contratos de Suscripción y la suscripción de acciones con motivo del Ejercicio del Derecho de Preferencia de los Accionistas, sería suficiente para fundear un plan de desarrollo acelerado por los siguientes 18 meses.
3. **Plan de crecimiento accionable y rentable:** estimamos que la plataforma sería completamente funcional a nivel operativo a la fecha de cierre de la Operación, con aproximadamente 168 empleados y un sólido *track record* en términos de métricas de HSE (incluyendo certificaciones ISO 14001 y OSHAS 18001). Asimismo, al ser operador y titular de un 100% en la mayoría de las concesiones de explotación, y al tener mínimos requerimientos de inversiones de capital, estimamos que tendríamos discreción y flexibilidad para

definir nuestros planes de desarrollo. Por otro lado, operaríamos infraestructura de tratamiento y transporte de petróleo y gas que actualmente cuenta con capacidad ociosa, la cual sería aprovechada durante la fase inicial del plan de desarrollo. Como parte de este plan de desarrollo, estimamos que Vista contaría con un inventario extenso y altamente rentable de locaciones de perforación en Vaca Muerta, incluyendo un mínimo de 413 en su plan base, de un potencial total de más de 1,100 locaciones.

- 4. Plataforma óptima para la expansión regional:** esperamos que nos apalancaremos en esta organización para continuar los esfuerzos de expansión regional, a través de adquisiciones, asociaciones y licitaciones de bloques de exploración y producción de petróleo y gas. Por ejemplo, nuestra escala operativa nos permitiría calificar y participar en futuras licitaciones en México, Brasil o Colombia, mientras que nuestro equipo tendría suficientes credenciales técnicas y operativas para generar valor en otras geografías. Además anticipamos contar con un acceso único a un flujo de oportunidades accionables que podrían generar retornos atractivos ajustados por riesgo, siendo nuestro foco inmediato el desarrollar una plataforma inicial en México y consolidar nuestra posición en Argentina a través de nuevas transacciones.

Asimismo, en adelante, Vista seguirá buscando crear valor para sus accionistas y ejecutando su visión de convertirse en un líder regional en el negocio de exploración y producción de gas y petróleo, enfocándose en lo inmediato en el siguiente plan de acción:

- 1. Integrar y optimizar las entidades y activos adquiridos:** una vez completada la Operación, nuestra intención es tomar control de las operaciones, buscando asegurar la continuidad del negocio, mientras integramos los equipos operativos. Adicionalmente, pensamos implementar una estructura corporativa eficiente e implementar mejores sistemas de reporte y de administración de información, como así también mejores estándares operativos.
- 2. Lanzar el desarrollo a escala de la producción no convencional en Vaca Muerta:** nuestra intención es completar un equipo de trabajo con experiencia en el desarrollo de Vaca Muerta de primera clase, contratando especialistas ya identificados en la cuenca Neuquina. Asimismo, apalancado la información existente, la cual incluye sísmica 3D, análisis de testigos corona, análisis petrofísicos e historia de producción de los pozos existentes en el área, Vista pondría en marcha un agresivo plan de desarrollo el cual podría ser implementado de inmediato gracias al profundo conocimiento por parte del Equipo de Administración en el desarrollo de este tipo de recursos, y la existencia de infraestructura de tratamiento y transporte, lo cual permitirá iniciar con el desarrollo sin necesidad de esperar la construcción de nuevas instalaciones de producción. Durante el segundo semestre de 2018, pretendemos perforar y completar 4 pozos horizontales, a fin de ponerlos en producción a principios de 2019.
- 3. Reducir el declino en producción convencional:** nuestra intención es revisar los modelos de subsuelo existentes y redefinir el portafolio de proyectos de exploración y producción, priorizando proyectos en términos de las tasas internas de retorno ajustadas al riesgo por pozo. Adicionalmente, prevemos continuar con la perforación de pozos nuevos e *infill* durante 2018, buscando aumentar la recuperación primaria en el corto plazo.
- 4. Enfocarse en la eficiencia de las operaciones convencionales:** Se prevé (i) aprovechar el crecimiento de producción no convencional para transferir recursos del convencional al no convencional y de esa manera reducir los costos de extracción de las operaciones convencionales; (ii) fusionar contratos de las entidades adquiridas e introducir nuevos modelos de contratación con pagos en función de desempeño; y (iii) mantener una relación cercana con los diferentes participantes de la industria, incluyendo a las autoridades y sindicatos, a fin de mejorar la eficiencia y productividad laboral.
- 5. Implementar nuestro plan de expansión regional:** nuestra intención es continuar negociaciones estratégicas con objeto de lograr establecer una plataforma operativa en México, al mismo tiempo que evaluar de manera selectiva oportunidades complementarias para consolidar la operación en Argentina y otras para invertir en Colombia y Brasil.

De consumarse la Operación, nos parece que Vista representaría una oportunidad de inversión altamente atractiva dadas las siguientes características:

- Equipo de Administración de clase mundial;
- Plan de desarrollo con un alto potencial de crecimiento y rentabilidad;
- Posición dentro de una zona altamente prospectiva en la ventana de petróleo no convencional de Vaca Muerta, lista para desarrollarse de inmediato;
- Base de activos con generación de flujo de caja;
- Posición financiera balanceada;
- Precio de adquisición atractivo; y
- Plataforma sólida para la futura expansión regional.

Asimismo, al consumarse la Operación, Vista se convertiría en el quinto mayor productor y operador de petróleo en Argentina, con base en los datos de producción promedio del año acumulada al 30 de septiembre de 2017 publicados por el ME&M.

La siguiente **Tabla 1** contiene un breve resumen de la información operativa y contable proforma de la plataforma al 31 de diciembre de 2016 y 30 de septiembre de 2017:

	Al 31 de diciembre de 2016	Al 30 de septiembre de 2017
Operacional:		
Producción diaria promedio (Mboed)	29.8	27.5
Petróleo (Mbbld)	18.3	16.6
Gas (MMcfd)	64.8	61.0
Financiero:		
Ventas netas (US\$ mil)	\$574,558	\$333,939
EBITDA (US\$ mil)	240,275	136,469
Utilidad neta (US\$ mil)	30,900	13,751

Tabla 1 – Información Operativa y Contable proforma de la plataforma

En total, Vista tendría participaciones en 8 concesiones de explotación, las cuales tienen una vigencia remanente de no menos de 7 años y con derecho a extensiones de 10 años adicionales, 1 acuerdo de exploración y 1 lote de evaluación con derecho a solicitar concesiones de explotación convencional de 25 años de plazo, o concesiones de explotación no convencional de 35 años de plazo, todo bajo los términos de la Ley Federal de Hidrocarburos de Argentina. Estos activos se ubican en tres de las principales cuencas de hidrocarburos de Argentina, específicamente en:

- En la cuenca Neuquina: (i) 6 concesiones de explotación operadas y (ii) 1 lote de evaluación no operado;
- En la cuenca del Golfo San Jorge: (i) 1 concesión de explotación no operada y (ii) 1 acuerdo de exploración no operado; y
- En la cuenca del Noroeste: (i) 1 concesión de explotación no operada.

Estos activos cuentan con producción de petróleo y gas, habiendo producido en los primeros 9 meses al 30 de septiembre de 2017 un promedio diario de 16.6 Mboed de petróleo y 61 MMcfd de gas, representando un 3% de la producción de petróleo de Argentina y un 1% de la de gas. Esto resultaría en la quinta productora de

petróleo más grande en Argentina. Las áreas más importantes en términos de producción diaria neta promedio incluyen Entre Lomas y Bajada del Palo, ambas en la cuenca Neuquina, y representando el 35% y 40% de la producción de Vista proforma de petróleo y gas, respectivamente. Esto implica que, de consumarse la Operación, Vista concentrará mayoritariamente su actividad en la cuenca Neuquina, la cual es considerada una de las más prolíficas de Latinoamérica y la más competitiva de la Argentina, considerando el acceso a infraestructura de tratamiento y transporte de hidrocarburos, y la disponibilidad de servicios petroleros y talento humano.

La mayoría de los campos de producción convencional están considerados en etapa de madurez. Ahora bien, gran parte de los yacimientos en las concesiones de explotación operadas por PELS A cuentan con niveles de factor de recuperación en torno al 15% (en comparación a alrededor del 30% en operaciones similares), de manera que presentan oportunidades de creación de valor a través del uso de técnicas que incluyen perforar pozos *infill* e implementar técnicas de recuperación secundaria y terciaria.

Por otro lado, Vista contaría con más de 137,000 acres con exposición a la formación no convencional de Vaca Muerta, de las cuales estimamos que aproximadamente 54,000 acres netos se ubican en una zona altamente prospectiva de la formación. Este *acreage* está compuesto por dos bloques: (i) Bajada del Palo, donde Vista operará y será titular de prácticamente el 100% del bloque; y (ii) Coirón Amargo Sur Oeste, donde Vista será titular del 45% y Shell el operador. De esta manera, Vista operaría aproximadamente 90% de los acres netos de Vaca Muerta, en un área contigua a bloques que ya están en etapa de desarrollo o que cuentan con proyectos piloto terminados, donde ya se han perforado más de 600 pozos con objetivo Vaca Muerta al 30 de septiembre de 2017. Esta actividad otorga un alto nivel de confianza respecto a las curvas de producción de pozo tipo y, por lo tanto, consideramos reduciría significativamente nuestro riesgo de desarrollo. La combinación de esta reducción del riesgo junto con la infraestructura operada disponible y una participación del 100% en la concesión de explotación Bajada del Palo, permitiría tener absoluta flexibilidad y discreción para definir el plan de desarrollo en línea con nuestros objetivos, tanto en escala, en tiempos, como en su diseño operativo.

Las reservas probadas, probables y posibles netas de la plataforma consolidada al 31 de diciembre de 2016 totalizan 83 MMBoe, conforme a las certificaciones presentadas al ME&M, las cuales comprenden 52 MMbbl de petróleo y condensado, y 175 Bncf de gas natural. De estas reservas, 56 MMBoe son probadas, de las cuales el petróleo y gas representan aproximadamente el 64% y el 36%, respectivamente. Sobre la base de la producción neta correspondiente a 2016, las reservas probadas netas estimadas al 31 de diciembre de 2016 representarían una vida promedio de reservas de aproximadamente 5.3 años para el petróleo y 4.8 años para el gas, o una duración de reservas probadas combinada de aproximadamente 5.1 años. Asimismo, cabe destacar que la combinación de los activos convencionales y no convencionales resultaría en 395 MMBoe de EUR *riskeado*, representando una plataforma que esperamos que tenga un potencial de crecimiento significativo en los próximos años.

Asumiendo la consumación de la Combinación Inicial de Negocios, la estrategia general de la Compañía consistirá en crear valor mediante la identificación y el desarrollo de proyectos de exploración y producción de hidrocarburos en la región, con un perfil de rentabilidad y riesgo acorde al costo de capital y con énfasis en el crecimiento de la producción y la incorporación de nuevas reservas de hidrocarburos de manera responsable desde el punto de vista ambiental y social. Por otro lado, Vista buscará consolidar su posición en Argentina y crecer a partir del desarrollo de los activos adquiridos y futuras adquisiciones, como así también expandirse en otros países de la región a través de ulteriores adquisiciones, asociaciones y participaciones en licitaciones futuras en otros países, con especial énfasis en construir una plataforma inicial en México y alcanzar exposición a Brasil y Colombia, aunque potencialmente también en otros países donde se presenten oportunidades atractivas.

Principales condiciones precedentes para la consumación de la Combinación Inicial de Negocios

- Se deberá contar con la Aprobación del Comprador;
- Todas las declaraciones y garantías en cada uno de los contratos para una Adquisición deberán ser verdaderas y correctas a la fecha de aceptación y a la fecha de cierre (excepto por aquellas referidas a una fecha determinada, que serán verdaderas y correctas a dicha fecha);

- La totalidad de los compromisos y obligaciones a ser cumplidos, en cada uno de los contratos para cada Adquisición, deben haber sido debidamente cumplidos en todos sus aspectos materiales, en tiempo y forma por las partes, en o antes de las respectivas fechas de cierre;
- No debe haber sido iniciado ningún procedimiento que pueda tener como consecuencia impedir o declarar la ilegalidad de la Adquisición, según corresponda; y
- No debe haber ocurrido ningún efecto sustancial adverso en relación con la Adquisición, según corresponda.

Otros acuerdos

En relación con la Combinación Inicial de Negocios, Vista ha celebrado contratos de suscripción individuales (los “Contratos de Suscripción”) con ciertos inversionistas, en virtud de los cuales se estima que ciertos inversionistas suscriban de manera agregada, junto con aquellos accionistas que participan del Ejercicio del Derecho de Preferencia de los Accionistas, un total de 10,000,000 de Acciones Serie A, por un monto total de US\$100,000,000.00. Los recursos obtenidos se utilizarán para fondear la Operación.

Las Acciones Serie A objeto de la suscripción de los Contratos de Suscripción y el Ejercicio del Derecho de Preferencia de los Accionistas han sido emitidas y se encuentran en tesorería y registradas en el RNV. La emisión de hasta 100,000,000 Acciones Serie A fue aprobada por los accionistas mediante asamblea ordinaria el 18 de diciembre de 2017.

La suscripción y entrega de las Acciones Serie A de conformidad con los Contratos de Suscripción se encuentra condicionada al cierre de la Operación y deberá ocurrir inmediatamente antes de dicho cierre. Los inversionistas que celebren los Contratos de Suscripción y que suscriban dichas Acciones Serie A, deberán pagar el precio en dólares de dichas acciones con por lo menos 3 días de anticipación, mientras que el dinero que reciba Vista para tales efectos será mantenido en una cuenta custodia hasta el cierre de la Operación. Inmediatamente antes del cierre, las cantidades mantenidas en custodia serán transferidas a Vista para realizar la contraprestación para la consumación de las Adquisiciones y las Acciones Serie A serán entregadas a través de Indeval.

Por otra parte, con fecha 12 de febrero de 2018, celebramos una Carta Compromiso con Citigroup Global Markets Inc., Credit Suisse AG y Morgan Stanley Senior Funding, Inc. (a quienes conjuntamente se les denominará como los “Acreditantes”). De conformidad con los términos establecidos en la Carta Compromiso, los Acreditantes se han comprometido a proveer una Línea de Crédito Contingente, por una cantidad total de hasta US\$300,000,000.00, que tenemos la intención de utilizar como respaldo para el financiamiento de la Operación, en caso de que fuese necesario.

Para más información sobre los Contratos de Suscripción y Línea de Crédito Contingente, favor de referirse a la Sección “*CONTRATOS RELEVANTES*” del presente folleto.

Intereses de ciertas personas en la Combinación Inicial de Negocios

Al considerar su decisión respecto de la Operación y consecuentemente de la Combinación Inicial de Negocios, los accionistas de Vista deberán tomar en cuenta, independientemente de su interés como accionistas que, tanto el Promotor como el Equipo de Administración tienen intereses diferentes o adicionales a aquellos de los accionistas en general. Nuestros funcionarios estaban conscientes de dichos intereses al evaluar la Combinación Inicial de Negocios, así como al recomendar su aprobación a los accionistas. Los accionistas, por tanto deben tomar, entre otros, los siguientes intereses en consideración:

- el hecho de que nuestro Promotor acordó votar sus acciones en favor de la Operación;
- el hecho de que nuestro Promotor pagó US\$25,000 a cambio de las Acciones del Promotor. Dichas Acciones del Promotor tendrán un valor significativamente mayor al momento en que se realice la Combinación Inicial de Negocios, mismas que, de no estar sujetas a restricciones y si cotizaran

libremente tendrían un valor de Ps 185 por acción, con base en el precio de cotización de nuestras Acciones Serie A al cierre del día 16 de febrero de 2018;

- el hecho de que nuestro Promotor tiene 29,680,000 Títulos Opcionales, adquiridos mediante oferta privada realizada simultáneamente a la Oferta Global, que expirarían sin valor alguno en el caso de que no se consumase una Combinación Inicial de Negocios;
- la continuación de los miembros del Equipo de Administración como directores de la Compañía y de Miguel Galuccio como director general y presidente del consejo de administración;
- la continuación de todos o algunos de nuestros actuales consejeros independientes en su cargo, tales como Susan Segal, Anthony Lim, Mauricio Doehner Cobián y Mark Bly;
- el hecho de que cada uno de nuestros miembros independientes del consejo de administración es titular de 33,000 Acciones Serie B que, de no estar sujetas a restricciones y si cotizaran libremente, tendrían un valor de Ps 185 por acción, con base en el precio de cotización de nuestras Acciones Serie A al cierre del día 16 de febrero de 2018;
- la obligación mancomunada y no solidaria de Riverstone Sponsor y Management Holdings de indemnizar a la Compañía por ciertas reclamaciones de terceros relacionadas con servicios prestados o productos que nos hayan sido vendidos, o de potenciales empresas con las cuales hayamos discutido la posibilidad de consumir una combinación de negocios, según se establece en el Convenio de Socios Estratégicos, se dará por terminada: (a) ante la consumación de la Combinación Inicial de Negocios, o (b) ante la cancelación de la Cuenta de Custodia;
- el hecho de que nuestro Promotor, así como nuestros funcionarios y consejeros han acordado no participar como consejero o funcionario en cualquier otro SPAC, hasta que hayamos llegado a un acuerdo definitivo en relación con nuestra Combinación Inicial de Negocios o hayamos fracasado en completar nuestra Combinación Inicial de Negocios dentro del plazo de tiempo requerido para tal efecto;
- el hecho de que Riverstone y nuestro Promotor se han comprometido a no formar ni constituir ninguna otro SPAC para la adquisición de empresas de petróleo y gas en México u otros países de Latinoamérica, hasta que hayamos llegado a un acuerdo definitivo en relación con nuestra Combinación Inicial de Negocios o hayamos fracasado en completar nuestra Combinación Inicial de Negocios dentro del plazo de tiempo requerido para tal efecto;
- el hecho de que nuestro Promotor, así como nuestros funcionarios y consejeros perderán su inversión realizada en nosotros hasta la fecha, en caso de que no se consumase la Combinación Inicial de Negocios, misma que a la fecha de publicación de este folleto informativo, asciende a la cantidad de US\$14,865,157.00; y
- el hecho de que el Convenio entre Accionistas se dará por terminado.

Derecho de reembolso y pagos de los Accionistas Serie A ante la consumación de la Combinación Inicial de Negocios

De conformidad con las Resoluciones de Accionistas, en caso se consumase la Combinación Inicial de Negocios, los Accionistas Serie A tienen derecho de solicitar que se les hagan reembolsos y pagos en efectivo por cada Acción Serie A que elijan sea objeto de dicho reembolso y pagos, de conformidad con lo establecido en dichas Resoluciones de Accionistas; en el entendido que cada Acción Serie A que fuere objeto de dichos reembolsos y pagos deberá ser transferida a la Compañía para su posterior cancelación.

En caso que un grupo de Accionistas Serie A sea considerado como un “grupo de personas” para efectos de la LMV no tendrán derecho a recibir más reembolsos y pagos que los que correspondan a una tenencia del

20% de nuestras Acciones Serie A. Los reembolsos y pagos a elección de los Accionistas Serie A estarán sujetos a la condición consistente en que los fondos remanentes en la Cuenta Custodia, junto con cualesquiera otros fondos adicionales que tengamos disponibles, sean suficientes para pagar el precio de adquisición y los costos relacionados con dicha Combinación Inicial de Negocios ya que de lo contrario no tendremos la obligación de hacer dichos reembolsos y pagos a los Accionistas Serie A, en el entendido que la elección de reembolso y pagos hecha por cualquier de dichos Accionistas Serie A y la aprobación de dicha Combinación Inicial de Negocios dejarán de ser válidas para todos los efectos legales, por lo que no procederemos con la Combinación Inicial de Negocios y seguiremos buscando empresas objetivo para consumir una nueva Combinación Inicial de Negocios dentro del plazo previsto para tales efectos.

El monto de reembolso y pagos por Acción Serie A será el que resulte de dividir (i) los fondos depositados en la Cuenta de Custodia, incluyendo los rendimientos generados que no hayan sido previamente liberados para cubrir los Gastos Permitidos y Pagaderos con Rendimientos, entre (ii) el número de Acciones Serie A en circulación, en ambos casos, sustancialmente al momento en que se consume la Combinación Inicial de Negocios y dicha cantidad será pagada en pesos o dólares, a elección del Accionistas Serie A que hubiere entregado la notificación de ejercicio.

Cualquier Accionista Serie A que desee ejercer el derecho descrito en párrafos anteriores deberá, a más tardar dos Días Hábiles antes de que se lleve a cabo la asamblea general de accionistas que apruebe la Combinación Inicial de Negocios, notificarnos por escrito el ejercicio de su derecho y al hacer dicha notificación, quedará obligado a entregar las Acciones Serie A respectivas para cancelación, en caso que proceda el reembolso y pago. Los reembolsos y pagos correspondientes se harán dos Días Hábiles antes de que se consuma la Combinación Inicial de Negocios e inmediatamente después de que se hayan entregado las Acciones Serie A respectivas para su cancelación.

Impacto de la Combinación Inicial de Negocios en las acciones en circulación de Vista

La siguiente **Figura 1** ilustra la estructura accionaria de Vista inmediatamente posterior a la Combinación Inicial de Negocios, asumiendo: (i) no se ejerce ningún derecho de reembolso y pago en efectivo; y (ii) 10,000,000 de Acciones Serie A son colocadas a través de Contratos de Suscripción y del Ejercicio del Derecho de Preferencia de los Accionistas a un precio de US\$10.00 por acción.

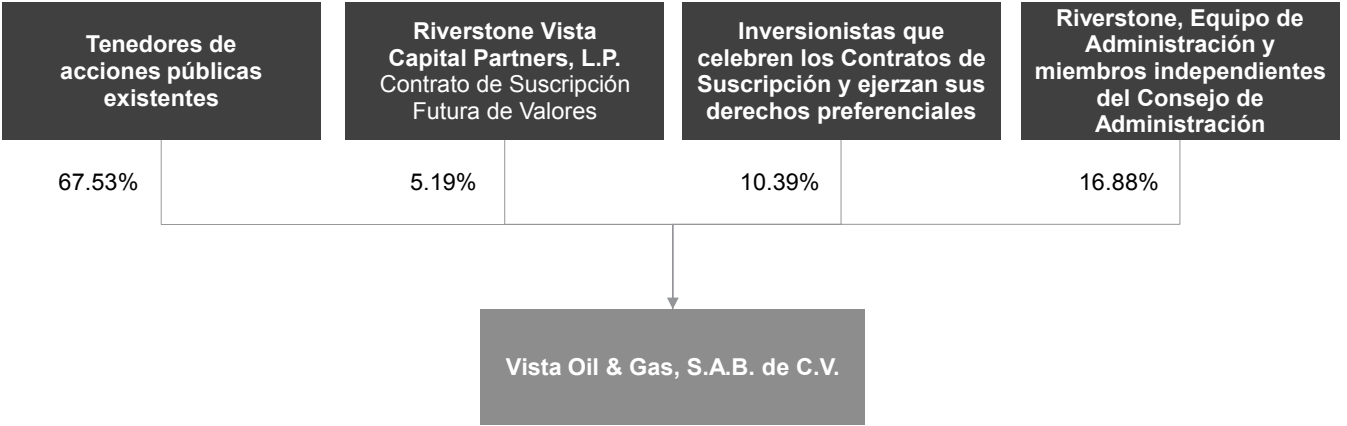


Figura 1 – Estructura accionaria de Vista posterior a la Combinación Inicial de Negocios

Consecuencias de la consumación de la Combinación Inicial de Negocios

Los derechos que confieren las Acciones Serie A a sus titulares no sufrirán cambios como consecuencia de la aprobación de la Operación por parte de la asamblea general de accionistas; en el entendido que, sólo en caso de ocurrir la consumación de la Combinación Inicial de Negocios:

- Los fondos depositados en la Cuenta de Custodia serán liberados en su totalidad para: (i) hacer los reembolsos en efectivo y pagos que les correspondan a aquellos Accionistas Serie A en los términos previstos en las Resoluciones de Accionistas y que hubieren notificado a la Compañía su decisión de recibiros a más tardar dos Días Hábiles antes de que se lleve a cabo la asamblea general de accionistas que apruebe la Combinación Inicial de Negocios; (ii) una vez que todos los reembolsos y pagos correspondientes hayan sido realizados (a) pagar US\$19,500,000.00 correspondiente a las comisiones de colocación diferidas que serán liberadas a los Intermediarios Líderes en México y a los Intermediarios Internacionales conforme al Contrato de Colocación y al Contrato de Compraventa de Valores, respectivamente, más la cantidad correspondiente al IVA atribuible a dichas comisiones de colocación diferidas; y (b) fondear, en todo o en parte, la Combinación Inicial de Negocios; después de lo cual dicha Cuenta de Custodia se dará por terminada;
- En el supuesto que las 5,000,000 de Acciones de Suscripción Futura sean efectivamente suscritas y pagadas para consumir la Combinación Inicial de Negocios, los accionistas de la Compañía que no participen de dicha venta se verán diluidos en su participación en nuestro capital social;
- En la medida en que 10,000,000 de las 100,000,000 Acciones Serie A emitidas en cumplimiento de los resolutivos aprobados en la asamblea general de accionistas de la Compañía del 18 de diciembre de 2017 sean efectivamente suscritas y pagadas para fondear, en todo o en parte, la Combinación Inicial de Negocios (ya sea por medio del Ejercicio del Derecho de Preferencia de los Accionistas o por aquellos inversionistas hayan celebrado un Contrato de Suscripción con nosotros), los accionistas de la Compañía que no participen en dicha suscripción y pago en la misma proporción que su tenencia de Acciones se verán diluidos en su participación en nuestro capital social;
- Las Acciones Serie B que actualmente se encuentran en circulación serán convertidos, en una razón de uno a uno, en Acciones Serie A; lo anterior, en el entendido que, sujeto a la consumación de la Combinación Inicial de Negocios, los Accionistas Serie B han renunciado a su derecho para que dichas Acciones Serie B, una vez convertidas, representen el 20% del número total de acciones emitidas y en circulación después de cualquier aumento adicional de capital, limitando de esta manera los efectos dilutivos de la conversión descrita en este párrafo;
- Se conocerá la fecha de vencimiento del período de ejercicio de los Títulos Opcionales, salvo que terminen anticipadamente que será el quinto aniversario de la Fecha de Cierre de la Combinación Inicial de Negocios, salvo que se anuncie una “Fecha de Vencimiento Anticipado”, en cuyo caso dicho período terminará anticipadamente en dicha fecha;
- La obligación mancomunada y no solidaria de Riverstone Sponsor y Management Holdings de indemnizar a la Compañía por ciertas reclamaciones de terceros relacionadas con servicios prestados o productos que nos hayan sido vendidos, o de potenciales empresas con las cuales hayamos discutido la posibilidad de consumir una combinación de negocios, según se establece en el Convenio de Socios Estratégicos, se dará por terminada; y
- El Convenio entre Accionistas se dará por terminado.

En caso que dicha consumación no se lleve a cabo, la Compañía no estará obligada ni llevará a cabo los actos anteriormente mencionados y la elección de reembolso y pago en efectivo hecha por cualesquier Accionista Serie A y la aprobación de la Operación dejarán de ser válidas para todos los efectos legales, sin que la Compañía tenga la obligación de realizar dichos reembolsos y pagos.

Estructura organizacional simplificada (Figura 2)

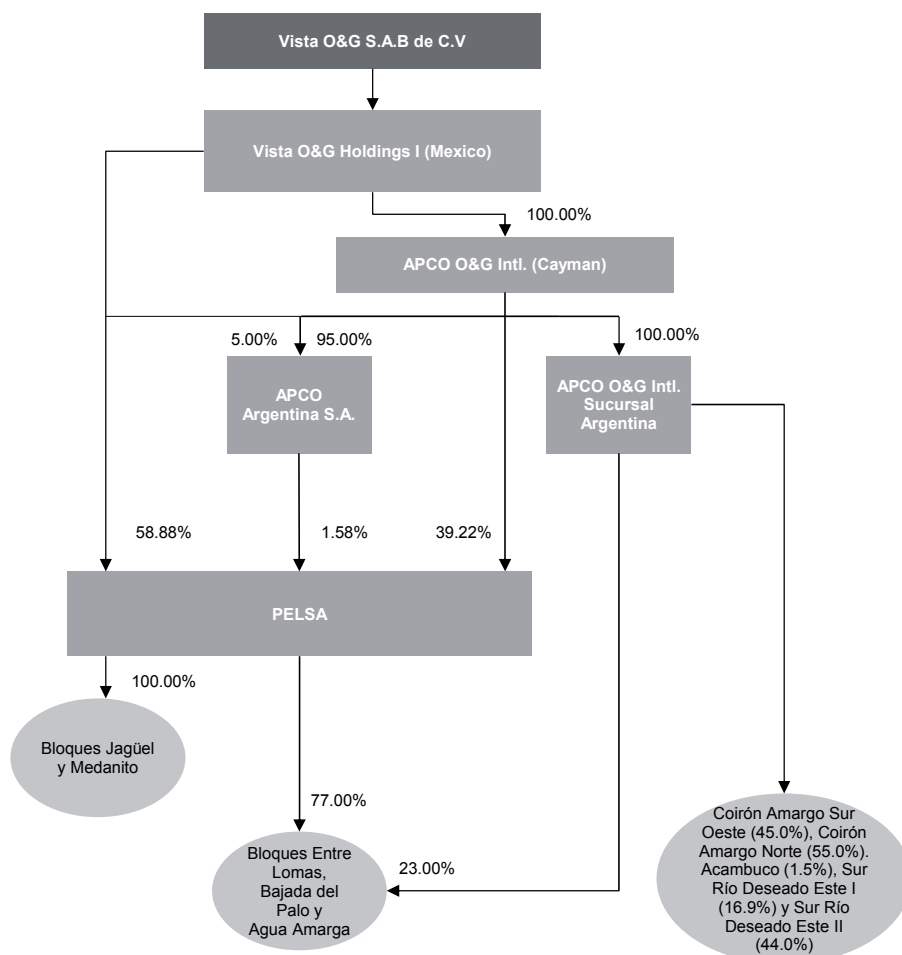


Figura 2 – Estructura organizacional posterior a la Combinación Inicial de Negocios

Consejo de Administración posterior a la Combinación Inicial de Negocios

Con fecha 28 de julio de 2017 integramos nuestro consejo de administración, el cual se encuentra formado por los Señores Miguel Galuccio, Kenneth Ryan, Susan Segal, Mark Bly, Anthony Lim y Mauricio Doehner Cobián. El Señor Miguel Galuccio es presidente de dicho consejo y también nuestro director general. Susan Segal, Mark Bly, Anthony Lim y Mauricio Doehner Cobián son consejeros independientes y representan dos tercios del consejo, en exceso del 25% que requieren la legislación mexicana aplicable. Dichos consejeros integran, asimismo, nuestros Comités de Auditoría y de Prácticas Societarias. Cabe destacar que nuestro consejo y sus comités realizan reuniones periódicas en cumplimiento de sus deberes bajo las leyes mexicanas aplicables y nuestros estatutos sociales.

Conforme a lo previsto en nuestros estatutos sociales, los miembros del consejo de administración designados el 28 de julio de 2017 permanecerán en su cargo por lo menos durante los 24 meses posteriores a la fecha de publicación del aviso de colocación correspondiente a la Oferta, lo cual ocurrió el 10 de agosto de 2017. Para mayor información referirse a la sección “Directores y Funcionarios” del presente folleto informativo.

Otras propuestas

Además de la aprobación respecto de la Combinación Inicial de Negocios, los accionistas de Vista deberán emitir su voto respecto del Plan de Incentivos al cual se hace referencia en la presente declaración. Para

una descripción más detallada del Plan de Incentivos, les pedimos consultar la sección “*PLAN DE INCENTIVOS*” de la presente declaración.

Fecha, Horario y Lugar de la Asamblea General de Accionistas

La asamblea general ordinaria de accionistas de Vista que decida respecto de la aprobación de la Combinación Inicial de Negocios y de los demás asuntos descritos en la presente declaración tendrá en el domicilio social de Vista, y en las oficinas ubicadas en Blvd. de los Virreyes 24, piso 24, Lomas de Chapultepec V Sección, 11000 Ciudad de México, México. De conformidad con nuestros estatutos, el folleto informativo y la información financiera en relación con la Operación, estará disponible para nuestros accionistas al menos 30 días naturales anteriores a la asamblea general de accionistas, en la cual se votará la Combinación Inicial de Negocios y la convocatoria se anunciarán con por lo menos 15 días de anticipación a dicha fecha.

Quorum y Votos Requeridos para las Propuestas en la Asamblea General de Accionistas

En términos de lo establecido en nuestros estatutos sociales, las asambleas ordinarias de accionistas, como la que se celebrará a efecto de aprobar la Combinación Inicial de Negocios y de los demás asuntos descritos en la presente declaración se consideran legalmente instaladas en virtud de primera convocatoria, siempre y cuando se encuentren representadas por lo menos el 50% de las acciones en circulación representativas del capital social de Vista, mientras que sus resoluciones serán válidas cuando hayan sido tomadas por mayoría simple de las acciones con derecho a voto presentes en dicha asamblea. En caso de segunda o ulteriores convocatorias, las asambleas generales ordinarias de accionistas de Vista serán consideradas legalmente instaladas cualquiera que sea el número de acciones presentes en dicha asamblea, y los acuerdos deberán ser tomados por mayoría simple de las acciones con derecho a voto presentes en dicha asamblea.

Recomendación a los Accionistas de Vista

Nuestro Consejo de Administración considera que la Operación, así como las demás propuestas contenidas en la presente declaración, están en el mejor interés de los accionistas de Vista y recomienda a los mismos votar en favor de dichas propuestas en la asamblea correspondiente.

Al considerar esta recomendación, le pedimos considerar que el Promotor, el consejo de administración de Vista y nuestros funcionarios y directores podrían tener intereses distintos respecto de la misma y adicionales a los de los accionistas de Vista. Para más información, favor de consultar la sección “RESUMEN EJECUTIVO” - *Intereses de ciertas personas en la Combinación Inicial de Negocios*” de la presente declaración.

Factores de Riesgo

Al evaluar las propuestas contenidas en la presente declaración, usted deberá leer cuidadosamente la misma, incluyendo sus anexos y, particularmente, la sección “*Factores de Riesgo*” de la presente.

Información Financiera Seleccionada (Tabla 2 y Tabla 3)

A continuación se presentan los estados de situación financiera proforma condensada combinada no auditada al 30 de septiembre de 2017 y al 31 de diciembre de 2016, y los estados de resultados proforma condensado combinado no auditado. Para más información sobre las bases de preparación de la información financiera seleccionada, incluyendo la compilación de la información financiera histórica y los ajustes proforma, favor de referirse a la nota 4 de los estados financieros proforma condensados combinados no auditados, que se adjuntan al presente folleto informativo como Anexo 2.

VISTA OIL & GAS, S.A.B. DE C.V.
Estados de situación financiera proforma condensada combinada no auditado
Al 30 de septiembre de 2017 y 31 de diciembre de 2016
(Cifras en dólares americanos)

	30 de Septiembre 2017	31 de Diciembre 2016
Activos		
Activos corrientes:		
Efectivo y equivalentes de efectivo	\$ 97,459,974	\$ 81,213,085
Cuentas por cobrar	45,984,237	43,810,290
Inventario (petróleo en existencia)	10,822,749	10,898,094
Otros activos corrientes	28,856,486	39,521,285
Total activos corrientes	183,123,446	175,442,754
Activos no corrientes:		
Propiedad, planta y equipo, neto	553,186,424	614,005,031
Inversiones en asociadas	4,363,727	4,363,727
Otros activos no corrientes	24,506,176	963,664
Impuesto sobre la renta diferido	4,334,000	4,784,965
Crédito mercantil	300,463,016	300,463,016
Total activos no corrientes	886,853,343	924,580,403
Total activos	\$ 1,096,976,789	\$ 1,100,023,157
Pasivos y capital		
Pasivos a corto plazo:		
Cuentas por pagar	\$ 42,648,877	\$ 52,451,024
Acreedores diversos	846,798	846,798
Impuesto a las ganancias por pagar	10,517,891	21,728,818
Otros impuestos por pagar	14,066,034	11,454,055
Otros pasivos corrientes	14,705,548	25,688,021
Total pasivos a corto plazo	82,785,148	112,168,716
Pasivos a largo plazo:		
Acreedores y otras cuentas por pagar	550,000	550,000
Impuestos diferidos	125,512,515	135,855,765
Provisiones y otros pasivos no corrientes	78,610,426	76,227,782
Total pasivos a largo plazo	204,672,941	212,633,547
Total pasivos	\$ 287,458,089	\$ 324,802,263
Cuentas de capital	\$ 744,321,362	\$ 744,321,362
Resultados acumulados	38,197,338	30,899,532
Total capital contable	782,518,700	775,220,894
Total pasivos y capital contable	\$ 1,069,976,789	\$ 1,100,023,157

Tabla 2 – Estado de Situación Financiera Proforma Condensada Combinada No Auditado al 30 de Septiembre de 2017 y 31 de Diciembre de 2016

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

Estados de resultados proforma condensado combinado no auditado

Por el período de nueve meses terminado el 30 de septiembre de 2017 y el año terminado el 31 de diciembre de 2016

	Nueve meses terminados el 30 Septiembre 2017 (no auditado)	31 de Diciembre 2016 (no auditado)	Equivalente a nueve meses terminados el 30 de Septiembre de 2016 (No auditado)
Ventas netas	\$ 333,939,180	\$ 574,557,868	\$ 430,918,401
Costo de ventas	(268,660,408)	(397,788,009)	(298,341,007)
Utilidad bruta	65,278,772	176,769,859	132,577,394
 Gastos de administración	 (10,539,244)	 (13,844,131)	 (10,383,098)
Gastos de venta	(10,841,557)	(15,689,663)	(11,767,247)
Gastos de exploración	(1,086,352)	(4,481,789)	(3,361,342)
Otros ingresos	228,423	1,000,000	750,000
Otros gastos	(4,824,222)	(50,855,359)	(38,141,519)
Utilidad de operación	38,215,820	92,898,717	69,674,188
 Gasto financiero	 (7,456,207)	 (15,264,591)	 (11,448,443)
Producto financiero	2,829,817	1,781,984	1,336,488
Pérdida cambiaria, neta	-	(2,266)	(1,700)
Utilidad antes de impuestos a la utilidad	33,589,430	79,414,044	59,560,533
Impuestos a la utilidad	(19,838,186)	(48,514,512)	(36,385,884)
Utilidad neta	\$ 13,751,244	\$ 30,899,532	\$ 23,174,649

Tabla 3 – Estado de Resultados Proforma Condensado Combinado por el período de nueve meses terminado el 30 de Septiembre de 2017 y el año terminado el 31 de Diciembre de 2016

Métricas financieras Non-GAAP

La siguiente **Tabla 4** presenta la conciliación de la utilidad neta del ejercicio al EBITDA por los períodos indicados con base en la información financiera anteriormente mostrada.

(US\$M)	Por los 9 meses terminados el 30 de septiembre 2017	Por los 12 meses terminados el 31 de diciembre 2016
Utilidad neta	\$13,751	\$30,900
Gasto por intereses	\$7,456	\$15,265
Impuestos a la utilidad	\$19,838	\$48,515
Depreciación y amortización	\$95,424	\$145,663
EBITDA	\$136,469	\$240,343

Tabla 4 – Conciliación de la utilidad neta del ejercicio al EBITDA

El EBITDA es una medida utilizada en nuestro análisis financiero que no está reconocido por las NIIF (IFRS por sus siglas en inglés), pero que es calculado a partir de los montos que derivan de nuestros estados financieros. Calculamos nuestro EBITDA partiendo de la utilidad neta más depreciación y amortización, impuestos a la utilidad y gasto por intereses.

El EBITDA es una medida financiera non-GAAP y no debería ser considerado como una métrica alterna a la pérdida o utilidad neta, la utilidad o pérdida operativa, o cualquier otra medida de desempeño financiero que provenga de la información financiera presentada de acuerdo a las NIIF, o bien como una medida alterna para la generación de flujo neto en las actividades de operación. Sin embargo, consideramos que el EBITDA es una métrica útil que permite a los usuarios de la información financiera externa, incluyendo analistas, inversionistas, instituciones financieras, entre otros, el evaluar nuestro desempeño, particularmente al facilitar el comparar nuestros resultados operativos durante diferentes períodos con el de otras compañías en nuestra industria, debido a que ajusta los efectos de las diferentes estructuras de financiamiento y de capital.

INFORMACIÓN SOBRE NEGOCIO CONSOLIDADO POSTERIOR A LA CONSUMACIÓN DE LA COMBINACIÓN INICIAL DE NEGOCIOS

En agosto de 2017 se completó la primera oferta pública inicial de un SPAC en América Latina así como también de una compañía de E&P de petróleo y gas en México, con el propósito de aprovechar una ventana de oportunidad única para adquirir y desarrollar activos en el sector de petróleo y gas en la región. Mediante dicha oferta, logramos recaudar el equivalente a US\$650 millones, como así también otros US\$50 millones a través del Contrato de Suscripción Futura de Valores (*Forward Purchase Agreement*) celebrado con RVCP, una Afiliada de Riverstone Sponsor.

A partir de la Oferta Global, Vista inició el proceso de búsqueda e identificación de oportunidades de inversión adecuadas para maximizar los retornos ajustados por riesgo y crear una plataforma para el crecimiento futuro. En enero de 2018, el consejo de administración de Vista acordó, sujeta a la aprobación de la asamblea de accionistas y la existencia de fondos suficientes, la adquisición de las Participaciones Societarias y las Participaciones Directas que, de completarse, resultará en la creación de una plataforma con potencial significativo de crecimiento y de creación de valor a largo plazo.

Se estima que la Operación requerirá un total de US\$800 millones, el cual será financiado con capital propio (*equity*) y, de ser necesario, deuda. Para tales efectos, Vista cuenta con: (i) compromisos de inversión equivalentes a US\$100 millones mediante la celebración de Contratos de Suscripción y del Ejercicio del Derecho de Preferencia de los Accionistas; y (ii) una Carta Compromiso para celebrar una Línea de Crédito Contingente, a ser utilizada en caso de que el monto total obtenido entre la suma de los Contratos de Suscripción, el Ejercicio del Derecho de Preferencia de los Accionistas, el Contrato de Suscripción Futura de Valores, y las cantidades depositadas en la Cuenta de Custodia, menos el monto correspondiente a la porción de los Accionistas Serie A que llegasen a ejercer su derecho de reembolso y pago, no sean suficientes para pagar la Operación.

La consumación de la Combinación Inicial de Negocios representa para Vista la conclusión de la segunda etapa de su estrategia, misma que busca cumplir con su visión a largo plazo, que es la creación de una empresa independiente de exploración y producción de petróleo y gas de nueva generación que se convierta en líder en Latinoamérica y en el socio local de preferencia en la región, tanto para otras compañías en la industria como para inversionistas. Esta visión fue establecida al constituirse la Compañía y ha guiado la estrategia de Vista desde entonces.

Los esfuerzos de desarrollo de nuevos negocios de Vista se basaron en los criterios de inversión que estableció al momento de la Oferta Global y que sirvieron como un marco de referencia para la Compañía al evaluar las oportunidades de inversión que se le presentaron. Vista considera que la Operación cumple con sus criterios de inversión de la siguiente manera:

- Cumple con el enfoque geográfico de Vista, con Argentina, México, Colombia y Brasil como sus principales países de interés;
- Permite a Vista obtener inmediatamente una escala relevante en Argentina;
- Representa una base sólida y rentable de producción que genera un flujo de caja significativo;
- Cuenta con una posición significativa en una zona altamente prospectiva de Vaca Muerta, la formación de *shale* con mayor desarrollo comercial fuera de América del Norte;
- Incluye activos que consideramos que operan por debajo de su potencial y que requieren de la experiencia operativa y del capital de Vista, en particular para el desarrollo de Vaca Muerta y el alcance de su máximo potencial;
- Comprende activos que pueden aprovechar la amplia red y conocimiento de nuestro Promotor, en particular su experiencia en activos no convencionales en Norteamérica y Vaca Muerta;

- Otorga a Vista una posición de accionista controlante en las sociedades así como el rol de operador en la mayoría de las concesiones de explotación;
- Permite a Vista obtener una escala operativa suficiente para calificar y participar en futuras licitaciones de bloques de exploración y producción de petróleo y gas en México y otros países de enfoque; y

Presenta un balance financiero sólido, con un saldo de efectivo neto, lo que permite maximizar nuestra flexibilidad financiera.

A la fecha del presente folleto, también se han celebrado diversos Contratos de Suscripción en virtud de los cuales se estima que ciertos inversionistas suscriban de manera agregada, junto con aquellos accionistas que suscriban acciones con motivo del Ejercicio del Derecho de Preferencia de los Accionistas, un total de 10,000,000 de Acciones Serie A, por un monto total de US\$100,000,000.00, para fondear la Operación.

De consumarse la Operación, consideramos que nuestra plataforma nos permitirá crecer de forma rentable como consecuencia de las siguientes características:

1. **Activos de primera clase en la cuenca Neuquina:** la plataforma estaría principalmente concentrada en la cuenca Neuquina, una de las más prolíficas en Latinoamérica y la más competitiva en Argentina, en un *cluster* que comprenderá aproximadamente 538,000 acres. La misma contaría con una base de reservas probadas convencionales de aproximadamente 55 Mmboe (64% petróleo), con un precio de equilibrio estimado en aproximadamente US\$30 por barril. También tendría una producción de 27,472 boed (60% petróleo) con un margen de EBITDA de 41%, con base en los resultados por el período de nueve meses terminado el 30 de septiembre de 2017. Adicionalmente la plataforma incluiría aproximadamente 54,000 acres netos de Vaca Muerta en una zona altamente prospectiva de la ventana de petróleo no convencional, contigua a bloques que ya están en etapa de desarrollo o que cuentan con proyectos piloto terminados, en los que se llevan perforados más de 600 pozos al 30 de septiembre de 2017. Entre las compañías operadoras próximas a nuestro *acreage* se encuentran YPF, Chevron, Shell, Petronas, Schlumberger y Wintershall. Estimamos que este *acreage* cuenta con aproximadamente 311 MMBoe de EUR (P50), representando una gran potencialidad de crecimiento en los próximos años. Por otro lado, cabe destacar que la proximidad entre los bloques, combinada con la superposición de la formación no convencional de Vaca Muerta con las operaciones convencionales actuales, nos permitiría consolidar un *cluster* operativo que aumentaría la eficiencia y facilitaría la ejecución de nuestro plan de desarrollo.
2. **Posición financiera balanceada:** los activos convencionales podrían generar un flujo de caja significativo y de bajo riesgo, reflejado en un EBITDA estimado de aproximadamente US\$190 millones en 2018. Adicionalmente la plataforma no contaría con apalancamiento a la fecha de cierre de la Operación, asumiendo que para completar la Operación no sea necesario hacer desembolsos bajo la Línea de Crédito Contingente. Estimamos que esto, combinado con los recursos financieros que esperamos alcanzar a través de la celebración de Contratos de Suscripción y la suscripción de acciones con motivo del Ejercicio del Derecho de Preferencia de los Accionistas, sería suficiente para fondear un plan de desarrollo acelerado por los siguientes 18 meses.
3. **Plan de crecimiento accionable y rentable:** estimamos que la plataforma sería completamente funcional a nivel operativo a la fecha de cierre de la Operación, con aproximadamente 168 empleados y un sólido *track record* en términos de métricas de HSE (incluyendo certificaciones ISO 14001 y OSHAS 18001). Asimismo, al ser operador y titular de un 100% en la mayoría de las concesiones de explotación, y al tener mínimos requerimientos de inversiones de capital, estimamos que tendríamos discreción y flexibilidad para definir nuestros planes de desarrollo. Por otro lado, operaríamos infraestructura de tratamiento y transporte de petróleo y gas que actualmente cuenta con capacidad ociosa, la cual sería aprovechada durante la fase inicial del plan de desarrollo. Como parte de este plan de desarrollo, estimamos que Vista contaría con un inventario extenso y altamente rentable de locaciones de perforación en Vaca Muerta, incluyendo un mínimo de 413 en su plan base, de un potencial total de más de 1,100 locaciones.

- 4. Plataforma óptima para la expansión regional:** esperamos que nos apalancaremos en esta organización para continuar los esfuerzos de expansión regional, a través de adquisiciones, asociaciones y licitaciones de bloques de exploración y producción de petróleo y gas. Por ejemplo, nuestra escala operativa nos permitiría calificar y participar en futuras licitaciones en México, Brasil o Colombia, mientras que nuestro equipo tendría suficientes credenciales técnicas y operativas para generar valor en otras geografías. Además anticipamos contar con un acceso único a un flujo de oportunidades accionables que podrían generar retornos atractivos ajustados por riesgo, siendo nuestro foco inmediato el desarrollar una plataforma inicial en México y consolidar nuestra posición en Argentina a través de nuevas transacciones.

Asimismo, en adelante, Vista seguirá buscando crear valor para sus accionistas y ejecutando su visión de convertirse en un líder regional en el negocio de exploración y producción de gas y petróleo, enfocándose en lo inmediato en el siguiente plan de acción:

- 1. Integrar y optimizar las entidades y activos adquiridos:** una vez completada la Operación, nuestra intención es tomar control de las operaciones, buscando asegurar la continuidad del negocio, mientras integramos los equipos operativos. Adicionalmente, pensamos implementar una estructura corporativa eficiente e implementar mejores sistemas de reporte y de administración de información, como así también mejores estándares operativos.
- 2. Lanzar el desarrollo a escala de la producción no convencional en Vaca Muerta:** nuestra intención es completar un equipo de trabajo con experiencia en el desarrollo de Vaca Muerta de primera clase, contratando especialistas ya identificados en la cuenca Neuquina. Asimismo, apalancado la información existente, la cual incluye sísmica 3D, análisis de testigos corona, análisis petrofísicos e historia de producción de los pozos existentes en el área, Vista pondría en marcha un agresivo plan de desarrollo el cual podría ser implementado de inmediato gracias al profundo conocimiento por parte del Equipo de Administración en el desarrollo de este tipo de recursos, y la existencia de infraestructura de tratamiento y transporte, lo cual permitirá iniciar con el desarrollo sin necesidad de esperar la construcción de nuevas instalaciones de producción. Durante el segundo semestre de 2018, pretendemos perforar y completar 4 pozos horizontales, a fin de ponerlos en producción a principios de 2019.
- 3. Reducir el declino en producción convencional:** nuestra intención es revisar los modelos de subsuelo existentes y redefinir el portafolio de proyectos de exploración y producción, priorizando proyectos en términos de las tasas internas de retorno ajustadas al riesgo por pozo. Adicionalmente, prevemos continuar con la perforación de pozos nuevos e *infill* durante 2018, buscando aumentar la recuperación primaria en el corto plazo.
- 4. Enfocarse en la eficiencia de las operaciones convencionales:** Se prevé (i) aprovechar el crecimiento de producción no convencional para transferir recursos del convencional al no convencional y de esa manera reducir los costos de extracción de las operaciones convencionales; (ii) fusionar contratos de las entidades adquiridas e introducir nuevos modelos de contratación con pagos en función de desempeño; y (iii) mantener una relación cercana con los diferentes participantes de la industria, incluyendo a las autoridades y sindicatos, a fin de mejorar la eficiencia y productividad laboral.
- 5. Implementar nuestro plan de expansión regional:** nuestra intención es continuar negociaciones estratégicas con objeto de lograr establecer una plataforma operativa en México, al mismo tiempo que evaluar de manera selectiva oportunidades complementarias para consolidar la operación en Argentina y otras para invertir en Colombia y Brasil.

De consumarse la Operación, nos parece que Vista representaría una oportunidad de inversión altamente atractiva dadas las siguientes características:

- Equipo de Administración de clase mundial;
- Plan de desarrollo con un alto potencial de crecimiento y rentabilidad;

- Posición dentro de una zona altamente prospectiva en la ventana de petróleo no convencional de Vaca Muerta, lista para desarrollarse de inmediato;
- Base de activos con generación de flujo de caja;
- Posición financiera balanceada;
- Precio de adquisición atractivo; y
- Plataforma sólida para la futura expansión regional.

Asimismo, al consumarse la Operación, Vista se convertiría en el quinto mayor productor y operador de petróleo en Argentina, en base a los datos de producción disponibles al 30 de septiembre de 2017.

Descripción del portafolio

Al consumarse la Operación, Vista contaría con una atractiva combinación de activos productivos y de desarrollo, incluyendo *acreage* significativo en una zona altamente prospectiva de la ventana de petróleo no convencional de Vaca Muerta, en la cuenca Neuquina, una de las más prolíficas de Latinoamérica y la más competitiva de la Argentina y en donde se concentrarían la mayoría de nuestras concesiones de explotación, permisos de exploración y bloques de evaluación. Adicionalmente, contaría con el 45% de participación, en un lote de evaluación no operado, en una zona altamente prospectiva de Vaca Muerta. Asimismo, la Compañía tendría una participación en concesiones de explotación no operadas y acuerdos de exploración en la cuenca del Golfo de San Jorge, como así también una participación en una concesión de explotación no operada en la cuenca Noroeste.

Al consumarse la Operación, Vista tendría participaciones en 8 concesiones de explotación, las cuales tienen una vigencia remanente de no menos de 7 años y con derecho a extensiones de 10 años adicionales, 1 acuerdo de exploración y 1 lote de evaluación con derecho a solicitar concesiones de explotación convencional de 25 años de plazo o no convencional con 35 años de plazo bajo los términos de la Ley Federal de Hidrocarburos de Argentina. Estos activos se ubican en tres de las principales cuencas de hidrocarburos de Argentina, específicamente en:

- En la cuenca Neuquina: (i) 6 concesiones de explotación operadas y (ii) participación en 1 lote de evaluación no operado;
- En la cuenca del Golfo San Jorge: (i) 1 concesión de explotación no operada y (ii) 1 acuerdo de exploración no operado; y
- En la cuenca del Noroeste: (i) 1 concesión de explotación no operada.

Asimismo, Vista contaría con reservas probadas y producción de 56 Mmboe y 27.5 Mboed, representando 1% y 2% del mercado argentino, respectivamente.

A continuación la **Tabla 5**, muestra un resumen de las características principales de la plataforma:

Cuenca	Neuquina (convencional) ⁽¹⁾	Neuquina (no convencional) ⁽²⁾	Total
Acreage Total (acres)	~538,000	~128,000	~538,000
Reservas 1P (MMBoe)	56	-	56
% Petróleo	65%	-	65%
EUR (MMBoe)	83	311	395
% Petróleo	60%	89%	83%
Producción total 2017E (Mboed)	27.5	-	27.5
% Petróleo	60%	-	-
# de concesiones	8	2	8

(1) Incluye Acambuco.

(2) Incluye Bajada de Palo y Coirón Amargo Sur Oeste.

Tabla 5 – Resumen de las principales características de la plataforma

Cuenca Neuquina

La cuenca Neuquina está ubicada en el sector centro-occidental de Argentina, abarcando las provincias de Neuquén y Mendoza y prolongándose hacia la cordillera de San Juan en el norte. Es la cuenca petrolífera más importante de Argentina y cuenta no solo con producción convencional, que proviene de campos mayormente maduros con producción primaria y secundaria, sino también con producción no convencional de Vaca Muerta. La cuenca cuenta con más de 80 años de producción y una amplia red de infraestructura que facilita el desarrollo de nuevos proyectos. Los operadores de mayor relevancia en la cuenca son: YPF, Total, PAE, Chevron, Exxon, Pluspetrol y Tecpetrol, entre otros.

Al consumarse la Operación, Vista contaría con 7 concesiones en la cuenca Neuquina, de las cuales 6 serían operadas y que, de manera conjunta, suman aproximadamente 538,000 acres (véase **Figura 3**). Estas concesiones de explotación han tenido una producción promedio de petróleo de 16.6 Mbbl/d y de gas de 10.6 Mboed en los 9 meses al 30 de septiembre de 2017, y cuentan con un total de reservas 1P de 55 Mmboe al 31 de diciembre de 2016. Esta producción proviene de reservorios maduros y bien estudiados, lo cual implica un bajo riesgo geológico en el desarrollo de las reservas.

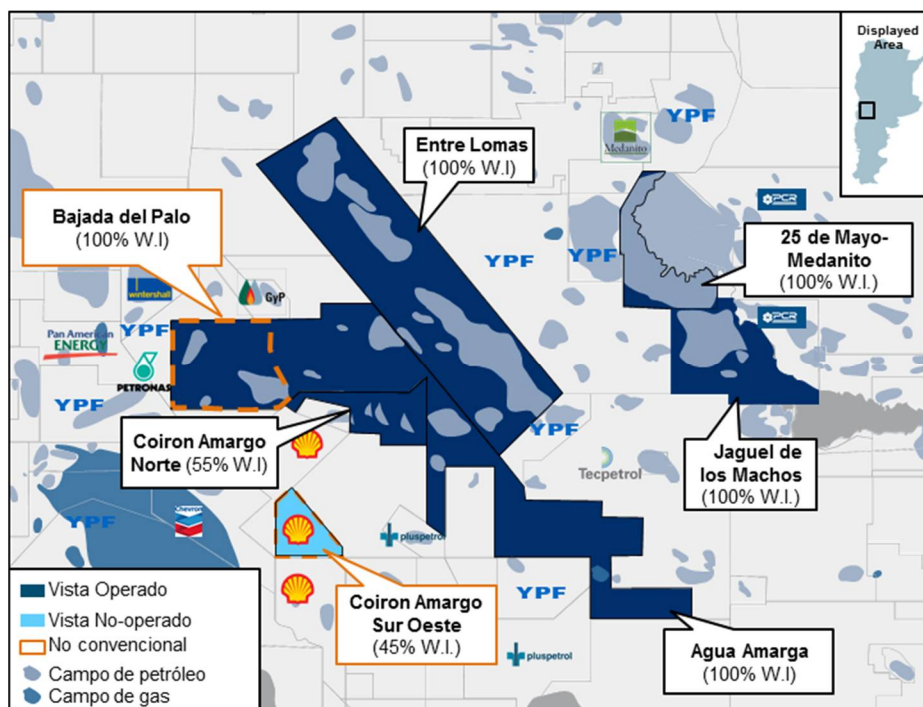


Figura 3 – Concesiones de explotación y lotes de evaluación en la cuenca Neuquina

Convencional

Posterior a la consumación de la Operación, Vista contaría con exposición a activos convencionales de desarrollo con producción madura en reservorios bien conocidos. Estas concesiones de explotación son responsables actualmente por la totalidad de las reservas y la producción de la plataforma.

Su base de reservas probadas convencionales tiene un Precio de Equilibrio de aproximadamente US\$30 por barril, así como un margen de EBITDA de 41%, sobre la base de un precio realizado promedio de petróleo de US\$64 por barril durante 2017.

Vista pretende crear valor incremental a través de la revisión de los modelos de subsuelo existentes y la redefinición del portafolio de proyectos de exploración y producción, priorizándolos en términos de tasa interna de retorno por proyecto. Adicionalmente, estima intensificar la recuperación secundaria mediante la optimización de inyección de agua, mientras busca aumentar la recuperación primaria mediante la perforación selectiva de pozos nuevos e *infill*. Como referencia, el factor de recuperación es menor a 15%, lo cual compara con 30% en operaciones similares. Finalmente, se estima podría existir un *upside* exploratorio de *tight gas* en las formaciones Cuyo, Lotena y Los Molles, aunque esto no está considerado en el plan de desarrollo base.

No convencional

Posterior a la consumación de la Operación, Vista contaría con exposición a activos de desarrollo de la formación no convencional de Vaca Muerta, a través de su participación operada del 100% en Bajada del Palo y su participación no operada del 45% en Coirón Amargo Sur Oeste. Estas áreas se ubican en una zona altamente prospectiva de la formación no convencional, en un área contigua a bloques que ya están en etapa de desarrollo o con proyectos piloto terminados, con más de 600 pozos ya perforados al 30 de septiembre de 2017.

Algunos de los otros proyectos que tienen como objetivo el desarrollar la formación no convencional de Vaca Muerta alrededor de nuestro *acreage* incluyen Loma Campana (YPF-Chevron), La Amarga Chica (YPF-Petronas), Sierras Blancas y Cruz de Lorena (Shell), Bandurria Sur (YPF-Schlumberger) y Aguada Federal (Wintershall-GyP) (véase Figura 4).

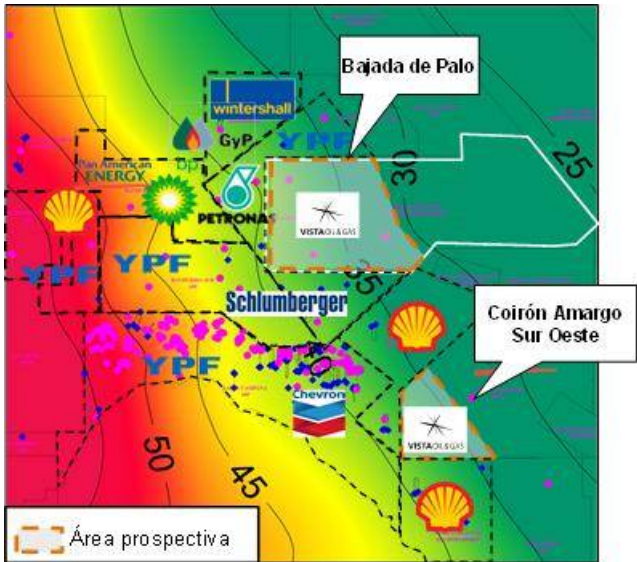


Figura 4 – Bajada de Palo y Coirón Amargo Sur Oeste en la ventana de *shale oil* de Vaca Muerta

La concesión Bajada del Palo cuenta con más de 120,000 acres con exposición a la formación no convencional de Vaca Muerta, de las cuales Vista estima que aproximadamente 48,000 acres netos se ubican en una zona altamente prospectiva. Este bloque cuenta con características geológicas muy similares, o incluso mejores, a las formaciones no convencionales más productivas del mundo como el Permian y Eagle Ford en los Estados Unidos (véase **Tabla 6**).

	Bajada del Palo Core	Permian (Wolfcamp)	Eagle Ford
TOC (%)	4.2	5.5	4.5
Espesor (m)	250	172	41
Presión (psi/pie)	0.90	0.48	0.80

Fuente: Wood Mackenzie; EIA

Tabla 6 – Comparación de Bajada del Palo con formaciones no convencionales en Estados Unidos

La actividad relacionada con nuestro *acreage* nos debería permitir la implementación de nuestro plan de desarrollo con un alto nivel de confianza en la producción de pozo tipo estimados por W.D. Von Gothen & Co. Esto, junto con la capacidad suficiente para el tratamiento y el transporte de crudo y gas producido, y el hecho de que tendríamos el 100% de participación en la concesión de explotación de Bajada del Palo, nos daría flexibilidad y discreción para definir el plan de desarrollo en términos del tamaño, tiempo, y el diseño de la operación para estar en línea con nuestros objetivos.

Por otro lado, Vista sería titular del 45% en el lote de evaluación Coirón Amargo Sur Oeste, un desarrollo operado por Shell, un socio de clase mundial y uno de los operadores con mayor experiencia en Vaca Muerta. Este bloque agregaría aproximadamente otros 6,000 acres netos con exposición a la formación no convencional de Vaca Muerta, los cuales se encuentran en una zona altamente prospectiva, en un área adyacente a los bloques Sierras Blancas y Cruz de Lorena, también operados por Shell. El conocimiento obtenido en la etapa piloto y la infraestructura de tratamiento y transporte de crudo desarrollada por Shell sería sumamente beneficioso para el desarrollo económico de Coirón Amargo Sur Oeste. Adicionalmente, este bloque se encuentra ubicado en la misma ventana de petróleo y en una zona con un nivel similar de prospectividad al bloque Bajada del Palo, y estimamos podrían haber sinergias operativas y compartirse conocimiento técnico altamente aprovechable entre ambas operaciones.

El plan de desarrollo inicial por aproximadamente 48,000 acres de Bajada del Palo, ha sido diseñado por nuestro Equipo de Administración, el cual tiene la experiencia necesaria en esta cuenca y se ha beneficiado de tener estudios sísmicos 3D, análisis petrofísicos y otra información técnica obtenida en pozos verticales perforados en el área, que adicionalmente han confirmado la existencia y productividad, entre otros, de al menos dos zonas potencialmente productivas donde navegar horizontalmente (*landing zones*). La existencia del tratamiento y la infraestructura del transporte será altamente beneficio. Por otro lado, esperamos que nuestro Equipo de Administración colabore de manera cercana con Shell para el diseño del plan de desarrollo de Coirón Amargo Sur Oeste.

En particular, este Equipo de Administración lideró la perforación de más de 500 pozos en la formación de Vaca Muerta (equivalente a alrededor del 70% de la actividad hasta la actualidad), como así también, logró reducir el costo de un pozo con rama lateral de 1,500 metros en un 47% a US\$8 millones, y alcanzar una producción de 50 Mboed empezando de cero. Cabe destacar que Vista contará también con acceso a la experiencia de Riverstone, uno de los inversores más activos en *shale* en Norteamérica, con exposición a las cuencas más grandes y prolíficas en la región, y que desarrolló un portafolio con más de 3.1 millones de acres y una producción agregada de aproximadamente 300 Mboed, entre sus compañías de portafolio actuales y pasadas.

Cuenca del Golfo de San Jorge

La cuenca del Golfo de San Jorge está ubicada en la región central de la Patagonia y es una de las cuencas más productivas de Argentina. La mayor parte de la misma consiste de campos petrolíferos maduros, con fallas complejas y con compartimentos prominentes de hidrocarburos. Asimismo, cuenta con una amplia red de instalaciones y ductos que facilitarían el desarrollo de nuevos proyectos. Los operadores más relevantes en la cuenca son YPF, PAE y Sinopec Argentina.

Posterior a la consumación de la Operación, Vista contaría con 1 concesión de explotación no operada y 1 acuerdo de exploración en la cuenca, dentro del bloque Sur Río Deseado Este, que abarca 13,000 acres.

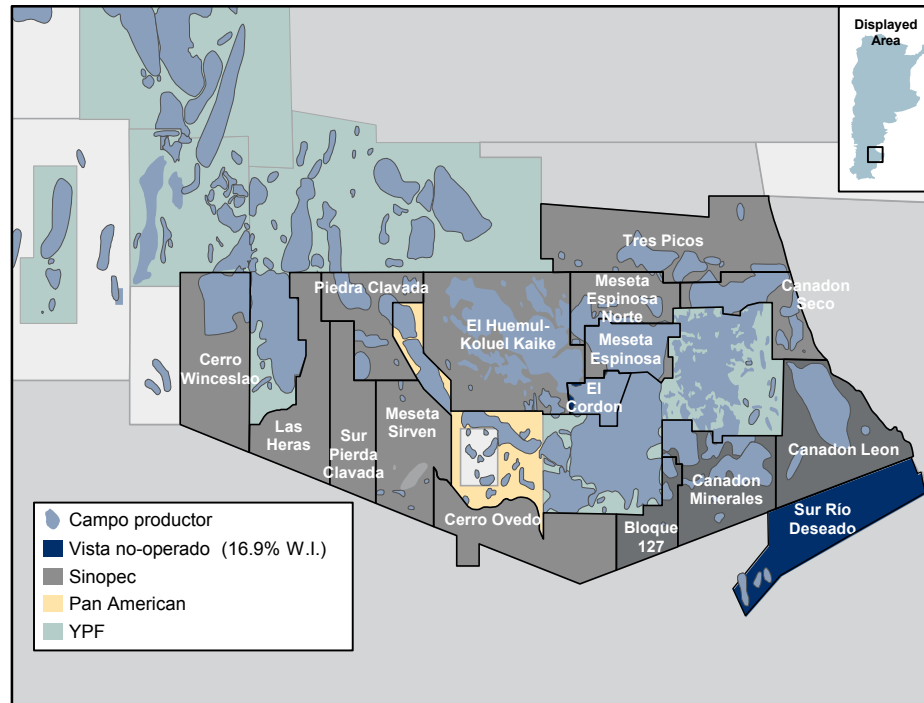


Figura 5 – Concesiones de explotación y acuerdos de exploración en la cuenca del Golfo de San Jorge

Cuenca Noroeste

La cuenca Noroeste está ubicada en las provincias de Jujuy y Salta, en la región norte del país.

Posterior a la Operación, Vista contaría con una concesión no operada en la cuenca del Noroeste (véase **Figura 6**). Esta concesión tiene una producción promedio de gas, neta a Vista, de 0.3 Mboed por los 9 meses al 30 de septiembre de 2017 y con un total de reservas 1P de 1.1 Mmboe al 31 de diciembre de 2016.

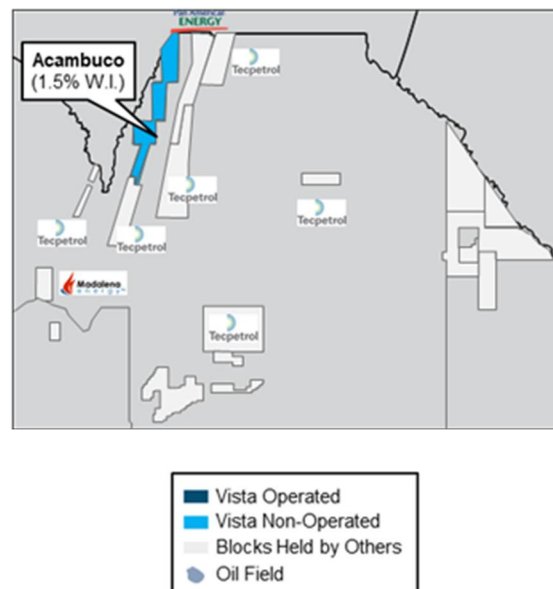


Figura 6 – Concesiones de explotación en la Cuenca Noroeste

Directores y Funcionarios

Posterior a la consumación de la Combinación Inicial de Negocios, nuestros directores ejecutivos serán los siguientes:

Nombre	Edad	Puesto
Miguel Galuccio	49	Presidente del Consejo de Administración y Director General
Pablo Manuel Vera Pinto	40	Director de Finanzas
Juan Garoby	47	Director de Operaciones
Alejandro Cherñacov	36	Director de Relación con Inversionistas
Javier Rodríguez Galli	50	Director Jurídico

Miguel Galuccio ocupa el cargo de Presidente del Consejo de Administración y Director General. El señor Galuccio es actualmente miembro independiente del Consejo de Administración de Schlumberger, una empresa global líder en la prestación de servicios a yacimientos petroleros. 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 marzo de 2016, y que, 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 son el de Presidente de Integrated Project Management (IPM), 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 Gerente de Maxus Energy. El señor Galuccio tiene un título universitario como Ingeniero en Petróleo otorgado por el Instituto Tecnológico de Buenos Aires en Argentina.

Pablo Manuel Vera Pinto ocupa el cargo de Director de Finanzas. El señor Vera Pinto ocupó el cargo de Director de Desarrollo de Negocios en YPF Argentina durante el período de octubre 2012 hasta febrero de 2017, previamente se desempeñó como Director de Transformación en YPF de mayo 2012 hasta septiembre 2012 y 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 e YPF y Pan American Energy) y de la compañía distribuidora de gas Metrogas S.A. (controlada por YPF, y adquirida de 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 en Nueva York, EE.UU. El señor Vera Pinto es Economista de la Universidad Torcuato Di Tella de Buenos Aires y tiene un una maestría en administración de empresas (master in business administration o MBA por sus siglas en inglés) de INSEAD en Fountainebleau, Francia.

Juan Garoby ocupa el cargo de Director de Operaciones. El señor Garoby fue Vicepresidente Interino de Exploración y Producción de YPF de agosto 2016 hasta octubre 2016, Director del área de Perforación y Terminaciones de abril 2014 a agosto 2016, Director de No convencional (operaciones shale y tight) 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 de IPM 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 del Instituto Tecnológico de Buenos Aires en Argentina.

Alejandro Cherñacov ocupa el cargo de Director de Relación con Inversionistas. 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 Upstream, incluyendo Argentina, Brasil y Bolivia. El señor Cherñacov es licenciado en Economía de la Universidad de Buenos Aires, posee una Maestría en Finanzas de 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.

Javier Rodríguez Galli ocupa el cargo de Director Jurídico. El señor Rodríguez Galli es socio de la firma “Bruchou, Fernández Madero y Lombardi – Abogados” con oficinas en Buenos Aires, Argentina, donde ha liderado la práctica legal de Petróleo y Gas desde su ingreso a la firma en el año 2005. En los últimos años ha sido asesor legal de varias empresas petroleras internacionales que han invertido en Argentina atraídas por el desarrollo de hidrocarburos no convencionales. En diciembre de 2014, asesoró a Petronas, la compañía nacional de petróleo de Malasia, en las negociaciones y acuerdos con YPF que llevaron a la asociación de estas dos compañías en el área La Amarga Chica en Neuquén, para producir petróleo no convencional con una inversión total en la fase piloto de US\$550 millones. Actualmente, es consejero de Petronas E&P Argentina S.A. A su vez, ha participado en varias negociaciones nacionales e internacionales relacionadas con operaciones de adquisiciones, desinversiones, joint ventures y alianzas estratégicas de petróleo y gas. Además, cuenta con una vasta experiencia en asuntos corporativos. Desde 1999 hasta 2005, fue director legal de Molinos Río de la Plata, empresa argentina líder en alimentos y commodities, controlada por la familia Pérez Companc. Entre 1993 y 1999, se desempeñó como abogado interno en YPF S.A, la mayor empresa de petróleo y gas de la Argentina, prestando servicios de asesoramiento legal al grupo de desarrollo de negocios internacionales de esa empresa. El señor Rodríguez Galli se graduó con honores en la Facultad de Derecho de la Universidad de Buenos Aires en 1991 y obtuvo un título de maestría de la London School of Economics en 1993 y un diploma del College of Petroleum and Energy Studies de la Universidad de Oxford en 1996. El señor Rodríguez Galli es un prestador de servicios externo miembro de Bruchou, Fernández, Madero & Lombardi y que no dedicará el tiempo completo de su jornada laboral a la Compañía.

Experiencia de Miguel Galuccio en YPF

El Sr. Galuccio ocupó el cargo de Presidente y Director General de YPF desde mayo de 2012 hasta abril de 2016, y bajo su liderazgo YPF revirtió declinaciones en producción y reservas de la década anterior. Uno de sus logros más importantes durante su tiempo en YPF fue establecer las bases para el desarrollo económico de las formaciones ‘shale’ en Vaca Muerta. Durante su tiempo como Director General, YPF completó más de 500 pozos, representando aproximadamente el 90% del total de la actividad enfocada en la formación de Vaca Muerta en Argentina, en aquel momento. Durante su administración, YPF logró una reducción de más de 47% del costo de un pozo horizontal, para llegar a un costo total de alrededor de US\$8 millones, mientras que la producción proveniente de Vaca Muerta aumentó a más de 50 Mboed, convirtiéndose en el mayor desarrollo económico de shale fuera de Norteamérica. El Sr. Galuccio también contribuyó activamente en el diseño e implementación de las reformas estructurales del mercado energético argentino incluyendo el desarrollo y la implementación de un esquema de incentivos de precios de gas, precios de soporte para el crudo doméstico, y la adenda a la Ley Federal de Hidrocarburos de 2014 que contribuyó a la apertura de Argentina como un destino atractivo de inversión extranjera.

Los resultados financieros y operacionales de YPF mejoraron durante la gestión del señor Galuccio como Director General, y el precio de la acción de YPF en el New York Stock Exchange se triplicó durante los primeros 24 meses de su gestión (concediendo con precios estables de crudo). De manera paralela, la producción de YPF aumentó en más de 100 Mboed para llegar a 580 Mboed acompañado de un aumento de 25% en reservas probadas de YPF para llegar a más de 1.2 Bnboe. Las utilidades antes de gastos financieros, impuestos, depreciaciones y amortizaciones de YPF crecieron en 45% para llegar a más de US\$ 5 mil millones en el año 2015. Operacionalmente, el segmento de Exploración y Producción de YPF incremento su actividad de perforación de 25 equipos de perforación activos en mayo de 2012 a 74 equipos de perforación activos en diciembre de 2014, y manteniendo índices de seguridad destacados.

Del 2012 al 2016, el señor Galuccio y su equipo lograron cerrar más de 20 fusiones y adquisiciones, con un valor total de dichas transacciones de más de US\$4 mil millones. Las transacciones transformacionales incluyeron la adquisición de Apache Argentina (valuada en US\$800 millones) y los acuerdos de asociación (Joint Ventures) de shale Vaca Muerta con Chevron (valuado en aquel momento en US\$1.400 millones), Petronas (valuado en aquel momento en US\$550 millones), y Dow Chemical (valuado en US\$180 millones). Una labor clave fue la restauración de la reputación de YPF en los mercados internacionales. Durante el tiempo del señor Galuccio en YPF, la compañía recaudó más de US\$8 mil millones de mercados internacionales y locales, incluyendo más de 30 emisiones de nuevos bonos (con rendimientos menores al comparable soberano de Argentina). Esto representó más del 90% de todas las emisiones de Argentina durante el período. Bajo el liderazgo del señor Galuccio, más de 20 analistas de análisis bursátil de prestigio cubrieron el precio de la acción de YPF activamente, y el equipo de Relaciones con Inversionistas de YPF fue seleccionado como el equipo número dos de relación con inversionistas del sector Latinoamericano de petróleo y gas por Institutional Investor.

Bajo el liderazgo del Sr. Galuccio, YPF pudo efectivamente atraer talento, establecer nuevas asociaciones con socios estratégicos y relaciones con proveedores de servicios. La compañía creció al punto de emplear más de 20,000 trabajadores directos, promoviendo reclutamiento de directivos líderes para posiciones clave e implementando iniciativas de administración de talento líder. En 2014, el Sr. Galuccio fue electo como el Mejor CEO de Argentina, según una encuesta realizada por PricewaterhouseCoopers, y CEO del Año de Latinoamérica en los premios BRAVO Latin Trade Business.

Experiencia de Miguel Galuccio en Schlumberger

En Schlumberger, el Sr. Galuccio lideró una serie de negocios de alto crecimiento y transformacionales para Schlumberger. Sirvió durante más de 12 años en varias posiciones de liderazgo, incluyendo el de presidente de Integrated Project Management (IPM) y presidente de Schlumberger Production Management, al igual que Director General de Geomercado para México y Centroamérica. Bajo su liderazgo, la compañía logró conceptualizar e implementar varias iniciativas estratégicas novedosas con impactos duraderos para la empresa. El Sr. Galuccio y su equipo crearon SPM, que actualmente es una parte importante del plan de crecimiento de Schlumberger, habiendo alcanzado una producción global de petróleo de 235 Mboed en 2016. El Sr. Galuccio también lideró el negocio de Schlumberger en México, reposicionando la relación de la compañía con Pemex.

Bajo el liderazgo del Sr. Galuccio, IPM se volvió un estándar de excelencia operacional en el sector de servicios petroleros, desarrollando nuevos modelos de negocios que integraron su modelo orientado al servicio con estructuras típicas de riesgo-retorno del sector de E&P, resultando finalmente en la creación de SPM. En Schlumberger, el Sr. Galuccio ejecutó varios proyectos complejos en 5 continentes y bajo condiciones complejas (por ejemplo, el re-ingreso a Iraq, la operación en Rusia y en Argelia). En México, Schlumberger perforó más de 2,000 pozos en ocho años en los proyectos de Burgos, Chicotepec, Alianza y Mesozoico. En otras ubicaciones de Latinoamérica, Schlumberger triplicó la producción en cinco años en el proyecto Casabe de Ecopetrol en Colombia y duplicó la producción en cinco años del proyecto Shushufindi para Petroamazonas de Ecuador, operado por SPM en asociación con Tecpetrol (Grupo Techint). El Sr. Galuccio también tiene experiencia operativa en las cuencas de Norteamérica, habiendo liderado un proyecto de shale en Barnett, Texas, y un proyecto de shale en Bakken, North Dakota. Adicionalmente, el Sr. Galuccio lideró la implementación de varios proyectos en China, Rumania y Malasia.

Durante su tiempo en Schlumberger, el Sr. Galuccio pudo atraer talento y fomentar una red global de contactos, manejando más de 6,300 empleados en 55 proyectos a la ancho de seis regiones.

Los rendimientos históricos de Riverstone y el desempeño de nuestro Equipo de Administración de ninguna manera garantizan (i) el éxito en relación con cualquier combinación de negocios que podamos completar o (ii) que seamos capaces de identificar un candidato apropiado para nuestra Combinación Inicial de Negocios. El historial operativo de Riverstone o el desempeño de nuestro Equipo de Administración no debe usarse como un indicador de nuestro desempeño futuro. La mayoría de nuestros directores o funcionarios no han tenido experiencia con sociedades de propósito específico para la adquisición de empresas (special purpose acquisition companies o SPAC, por sus siglas en inglés), en el pasado.

Consejeros

La siguiente tabla muestra cierta información en relación con los miembros de nuestro Consejo de Administración designados el 28 de julio de 2017 y que seguirán en sus cargos posterior a la consumación de la Combinación Inicial de Negocios.

Nombre	Puesto
Miguel Galuccio	Presidente del Consejo
Kenneth Ryan	Consejero
Susan L. Segal	Consejera Independiente
Mauricio Doehner Cobián	Consejero Independiente
Anthony Lim	Consejero Independiente
Mark Bly	Consejero Independiente

Kenneth Ryan ocupa el cargo de consejero de Vista Oil & Gas. El señor Ryan es un Socio de Riverstone basado en la oficina de Nueva York y responsable del desarrollo de negocios, de la estrategia de mercados de capital, y de la relación con inversores dentro de la firma. Previo a unirse a Riverstone en 2011, el señor Ryan trabajaba para Gleacher & Company y Gleacher Partners en Londres y Nueva York, más recientemente como Managing Director y Co-Head de Banca de Inversión. Antes de Gleacher, trabajo para Goldman Sachs en el grupo de US Financial Institutions en Nueva York, y en los de European Financial Institutions y European Advisory en Londres. El señor Ryan también fue co-fundador de UCTX, una empresa Europea de Internet y medios que vendió en 2001. Actualmente se desempeña como miembro del comité de inversión de Riverstone Credit Partners y como Consejero en Riverstone Energy Limited, HES International y Trailstone. El señor Ryan se graduó en la Facultad de Derecho de la Universidad de Dublín, Trinity College.

Susan L. Segal ocupa el cargo de consejera independiente de Vista Oil & Gas. 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 foco en 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, Scotiabank y Mercado Libre y Presidente del Consejo de Scotiabank USA, una subsidiaria privada de ScotiaBank. También es un miembro del Consejo de Relaciones Exteriores. 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.

Mauricio Doehner Cobián ocupa el cargo de consejero independiente de Vista Oil & Gas. El señor Doehner ha sido Vicepresidente Ejecutivo de Asuntos Corporativos y Administración de Riesgos Empresariales de CEMEX desde mayo 2014 y es miembro del Comité Ejecutivo, reportando directamente al Director General. El señor Doehner ingresó a CEMEX 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 particular, ha encabezado las interacciones y colaboraciones con

distintos gobiernos federales de a nivel mundial, así como la evaluación de esquemas fiscales, iniciativas de política pública, responsabilidad social empresarial, comunicaciones y manejo de crisis. Además, trabajó en la Presidencia de la República de México en el año 2000, encabezando su relación con las organizaciones no gubernamentales, lidiando con temas diversos como reformas gubernamentales y el presupuesto nacional. El señor Doehner también trabajó en Violy Byorum & Partners Investment Bank. Actualmente, es Presidente del Consejo de la Cámara Nacional del Cemento (CENACEM) y miembro de los consejos de Trust for the Americas, una organización Afiliada a la Organización de Estados Americanos, la Confederation of Industrial Chambers (CONCAMIN), 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 Business Club Magazine y de la revista Expansión. El señor Doehner es Licenciado en Economía, egresado del Tecnológico de Monterrey, con Maestría en Administración de Empresas del IESE/IPADE, y tiene un Certificado Profesional en Inteligencia Competitiva por la FULD Academy of Competitive Intelligence en Boston, Massachusetts.

Anthony Lim ocupa el cargo de consejero independiente de Vista Oil & Gas. El señor Lim fue Director y Presidente para América de GIC Private Limited ("GIC"), una firma de inversiones global líder que administra más de USD100 mil millones del gobierno de Singapur. Dejó este puesto en 2017, luego de 19 años. Antes de su asignación a los Estados Unidos en 2009, fue Presidente de GIC Londres. Antes de unirse a GIC, fue Director General Senior de Bankers Trust Company en Singapur y Londres. Empezó su carrera en la Autoridad Monetaria de Singapur, antes de iniciar su carrera en el sector privado. El señor Lim actualmente sirve como un miembro del Comité de Selección del Fondo de Rescate para Becas del Instituto de Educación Internacional (IIE-SRF) y en el Consejo de Asesoría Global de Teach for All. El señor Lim fue un Miembro Fundador del Consejo de Asesoría Global del Centro Woodrow Wilson en Washington, D.C. Adicionalmente, el señor Lim formó parte del Consejo de Asesoría Experta y del Comité de Supervisión de Administración de Activos de Clientes Externos ("ECAM") de la Tesorería del Banco Mundial y fue miembro del Consejo de Estándares de Fondos de Cobertura (hedge funds). El señor Lim es Director Independiente del Consejo de Capital and Limited en Singapur. Se graduó de la Universidad Nacional de Singapur y completó el Programa de Alta Dirección en Harvard Business School.

Mark Bly ocupa el cargo de consejero independiente de Vista Oil & Gas. El señor Bly tiene más de 30 años de experiencia en la industria de petróleo y gas, y actualmente se desempeña en el Consejo de Baytex y actúa como asesor de Ayata, una compañía focalizada en Inteligencia Artificial y Análisis Prescriptivo. 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 master en Ingeniería Estructural en la Universidad de California, Berkeley, y una carrera de grado en Ingeniería Civil en la universidad de California, Davis.

INFORMACIÓN SOBRE LAS ADQUISICIONES

Descripción de las Adquisiciones

Vista pretende llevar a cabo la Operación, que comprende las siguientes Adquisiciones:

- i. La adquisición a Pampa: del (a) 58.88% del capital social de PELS A, una sociedad anónima argentina que es operadora y titular en un 73.15% de 3 concesiones de explotación en la cuenca Neuquina ubicadas en las provincias de Neuquén y Río Negro en Argentina, incluyendo una con exposición a una zona altamente prospectiva en la formación no convencional de Vaca Muerta; (b) 3.85% de participación directa en las 3 concesiones de explotación anteriormente citadas en el inciso (a); y (c) 100.00% de participación en las concesiones de explotación Medanito y Jagüel en la cuenca Neuquina, ambas ubicadas en la provincia de Río Negro, Argentina; y
- ii. La adquisición a Pluspetrol: del (a) 100% del capital social de APCO Oil & Gas International Inc; y (b) 5% del capital social de APCO Argentina S.A. APCO International es una empresa constituida en Islas Cayman, que es titular del (a) 39.22% del capital social de PELS A, (b) 95% de capital social de APCO Argentina y (c) a través de su sucursal argentina, titular del (1) 23% de participación en las 3 concesiones de explotación operadas por PELS A (citadas en el inciso (i) anterior), (2) 45% de participación no operada en un lote de evaluación en la cuenca Neuquina ubicado en la provincia de Neuquén en Argentina con exposición a la formación no convencional Vaca Muerta en una zona altamente prospectiva, (3) 55% de participación operada de una concesión de explotación en la cuenca Neuquina ubicada en la provincia de Neuquén, en Argentina (4) 1.5% en una concesión de explotación no operada en la cuenca Noroeste, ubicada en la provincia de Salta en Argentina, (5) 16.9% de participación en una concesión de explotación no operada en la cuenca del Golfo de San Jorge ubicada en la provincia de Santa Cruz, en Argentina, y (6) 44% de un acuerdo de exploración no operado en la cuenca del Golfo de San Jorge ubicado en la provincia de Santa Cruz, en Argentina. APCO Argentina es una sociedad anónima argentina que es titular de un 1.58% del capital social de PELS A, lo cual, junto a la participación de APCO International, suma un 40.80% de participación a ser adquirida en dicha sociedad. La sociedad APCO Austral S.A., que a la fecha del presente es 100% propiedad de APCO International (en forma directa e indirecta a través de su controlada APCO Argentina), es un activo excluido de la operación, ya que se encuentra vigente y en proceso de ejecución un acuerdo de compraventa del 100% del capital social de dicha sociedad a un tercer comprador, reteniendo Pluspetrol los beneficios de dicha compraventa y manteniendo a Vista indemne ante cualquier reclamo relacionado con dicha sociedad.

La siguiente tabla (**Tabla 7**) muestra los Precios estimados de las adquisiciones:

Operación	Precio según contrato ⁽¹⁾	Precio estimado al cierre ⁽²⁾
i. Adquisición a Pampa	US\$360,000,000	US\$385,878,400
ii. Adquisición a Pluspetrol	US\$315,000,000	US\$349,000,000
Total	US\$675,000,000	US\$734,878,400

(1) Libre de caja y deuda, incluyendo capital de trabajo normalizado.

(2) Incluye ajustes por cambios en el capital de trabajo, la caja y la deuda estimados por Vista al cierre de la Operación.

Tabla 7 – Precio estimado de las Adquisiciones

Adquisición de PELSA y de las Participaciones Directas.

Objeto

Adquisición a Pampa del: (i) 58.88% del capital social de PELSA; (ii) 3.85% de participación directa en las concesiones de explotación Entre Lomas, Bajada del Palo y Agua Amarga; y (iii) 100.00% de participación en las concesiones de explotación Medanito y Jagüel.

Concurrentemente con la adquisición de los activos de Pampa, Vista concretará la Adquisición a Pluspetrol.

Estructura corporativa

A continuación en la **Figura 7**, se detalla una representación gráfica del perímetro de la Adquisición a Pampa:

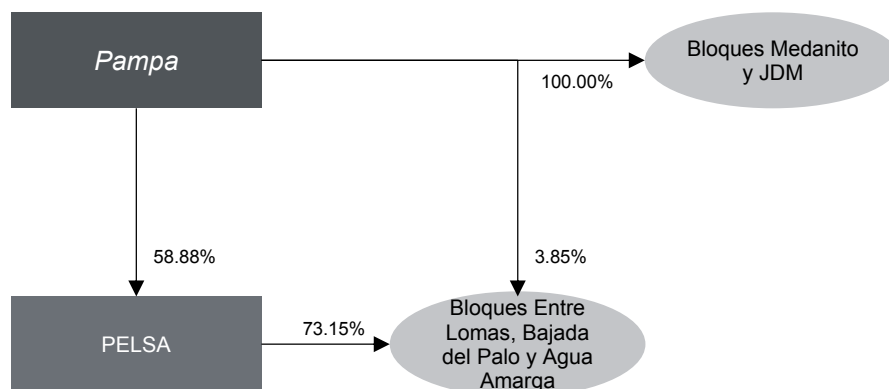


Figura 7 – Perímetro de la Adquisición de PELSA y las Participaciones Directas

Descripción de la compañía

Petrolera Entre Lomas ("PELSA")

Fundada en 1963, PELSA es una sociedad anónima argentina dedicada a la producción de hidrocarburos y a la comercialización de petróleo, gas natural y gas LP. Es operadora y titular en un 73.15% de tres concesiones de explotación en la cuenca Neuquina: Entre Lomas, Bajada del Palo y Agua Amarga. APCO International, Sucursal Argentina es titular de un 23.00% y Pampa del 3.85% restante de participaciones en dichas concesiones de explotación. PELSA fue inicialmente parte de Pérez Companc y posteriormente de Petrobras Argentina, habiendo operado como una entidad con una estructura y equipo de administración independiente, hasta la compra por parte de Pampa Energía de, inicialmente, el 67% del capital social de Petrobras Argentina. PELSA cuenta actualmente con 97 empleados directos y 600 indirectos.

i. Entre Lomas

PELSA es operadora y titular del 73.15% de la concesión de explotación Entre Lomas, en la cuenca Neuquina ubicada en las provincias de Río Negro y Neuquén. Actualmente dicha concesión cuenta con reservas P1 de 20.5 MMBoe al 31 de diciembre de 2016 y una producción promedio de 10.1 MBoed (57% de petróleo) por el período de 9 meses terminado el 30 de septiembre de 2017. La concesión expira en enero de 2026, luego de la extensión acordada en 2009. Existe actividad comprometida con la Secretaría de Energía y Minería de la provincia del Río Negro según se muestra a continuación en la **Tabla 8**:

Año	Pozos de Desarrollo	Pozos de Avanzada	Conversiones	Abandonos
2018	3			1
2019	5	1	4	1
2020+	4	2	4	2
Total	12	3	8	4

Tabla 8 – Actividad Comprometida en Entre Lomas

ii. Bajada del Palo

PELSA es operadora y titular del 73.15% de la concesión de explotación Bajada del Palo en la cuenca Neuquina ubicada en la provincia de Neuquén. Contaba con reservas 1P de 13.5 Mmboe al 31 de diciembre de 2016 y una producción de 6.3 MBoed (44% de petróleo) por los nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2017. La concesión expira en enero de 2026, luego de haber recibido una prórroga por 10 años en julio de 2009. No existen compromisos de capital pendientes.

Bajada del Palo cuenta con más de 120,000 acres con exposición a la formación no convencional de Vaca Muerta, de las cuales Vista estima que aproximadamente 48,000 acres netos se ubican en la ventana de petróleo altamente prospectiva de la formación, en un área contigua a bloques ya en etapa de desarrollo o con proyectos piloto terminados, y en donde ya se han perforado más de 600 pozos al 30 de septiembre de 2017.

iii. Agua Amarga

PELSA es operadora y titular del 73.15% de la concesión de explotación Agua Amarga en la cuenca Neuquina ubicada en la provincia de Río Negro, que incluye el Lote Charco del Palenque y Jarilla Quemada. Contaba con reservas 1P de 2.5 MmBoe al 31 de diciembre de 2016 y una producción de 1.4 MBoed (48% de petróleo) por los nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2017. La concesión de explotación Lote Charco del Palenque expira en octubre de 2034, mientras que la concesión de explotación Jarilla Quemada en agosto de 2040.

A continuación en la **Tabla 9**, se presenta un resumen de los bloques Entre Lomas, Bajada del Palo y Agua Amarga:

Concesión	Entre Lomas	Bajada del Palo	Agua Amarga
Campo Principal	El Caracol; Borde Mocho; Entre Lomas; Lomas de Ocampo; Charco Bayo-Piedras Blancas	Borde Montuoso; Bajada de Palo; Aguada del Poncho	Charco del Palenque; Jarilla Quemada; Meseta Filosa
Formaciones/profundidades (metros)	Quintuco (2,100 m); Tordillo (2,300 m); Punta Rosada (2,500 m)	Quintuco (2,150 m); Vaca Muerta (2,570 m); Tordillo (2,650-3,200 m); Lotena (3,300 m)	Tordillo (2,600-2,760 m)
# de pozos productivos (activos)	472	135	36
# de pozos inyectoros	167	2	-

Tabla 9 – Resumen de las áreas de PELSA

Asimismo, Pampa es titular del 3.85% de participación directa en las concesiones de explotación Entre Lomas, Bajada del Palo y Agua Amarga, por lo cual, de producirse el cierre de la Adquisición a Pampa, Vista adquirirá directa o indirectamente el 46.92% de participación en las áreas antes mencionadas.

Por otro lado, Pampa es titular del 100.00% de participación directa en las concesiones de explotación Medanito y Jagüel, donde actualmente tiene, de manera conjunta, 67 empleados directos y aproximadamente 800 indirectos.

Medanito

Pampa es la operadora y titular del 100% de la concesión de explotación Medanito, en la cuenca Neuquina ubicada en la provincia de Río Negro. Cuenta al 31 de diciembre de 2016, con reservas 1P de 10.1 MMBoe y una producción de 5.0 MBoed (81% de petróleo). La concesión expira en octubre de 2026.

Jagüel

Pampa es la operadora y titular del 100% de la concesión de explotación Jagüel, en la cuenca Neuquina ubicada en la provincia de Río Negro. Cuenta al 31 de diciembre de 2016 con reservas 1P de 6.9 MMBoe y una producción de 4.0 MBoed (76% de petróleo) por nueve meses al 30 de septiembre de 2017. La concesión expira en septiembre de 2025.

Medanito y Jagüel poseen en conjunto los siguientes compromisos con la Secretaría de Energía y Minería de la provincia de Río Negro (

Tabla 10):

Año	Pozos de Desarrollo	Pozos de Avanzada	Conversiones	Abandonos
2018	14	2	1	2
2019	6	2		2
2020	3	1		2
2021		1		2
2022				2
Total	23	6	1	10

Tabla 10 – Compromisos de Medanito y Jagüel

A continuación en la **Tabla 11**, se presenta un resumen de las características de los bloques Medanito y Jagüel:

Área	Medanito	Jagüel
Campo Principal	Medanito	Tapera Avendaño
Formaciones/profundidades (metros)	Quintuco (1,100 m); Petrolífera (1,200 m); Choiyoi (1,215 m)	
# de pozos productivos (activos)	220	177
# de pozos inyectores	21	5

Tabla 11 – Resumen de Medanito y Jagüel

Cabe destacar que el principal destino de la producción es la Refinería de Bahía Blanca, operada actualmente por Pampa y anteriormente por Petrobras y Pérez Companc. El 7 de diciembre de 2017, Pampa anunció la venta de su negocio de refino y comercialización a Trafigura, una compañía internacional de comercialización de crudo y otros *commodities*, que opera gasolineras bajo la marca Puma. Este acuerdo, sujeto a condiciones precedentes que se espera se cumplan en los próximos meses, convertiría a Trafigura en el potencial comprador de la producción de PELSA.

El 29 de octubre de 2017, Pampa firmó un contrato de servicios con Pampetrol para procesar la producción de la concesión de explotación 25 de Mayo-Medanito en el área en La Pampa otorgada por la Provincia de La Pampa, la cual actualmente tiene Pampetrol y la opera Petroquímica Comodoro Rivadavia, S.A. Dicho contrato incluye (i) la recepción, tratamiento y transporte de petróleo; (ii) tratamiento e inyección de agua; (iii) operación y mantenimiento de pozos de eliminación e inyección de agua; y (iv) suministro de energía eléctrica. Pampa se encuentra facultada a rescindir unilateralmente la relación jurídica en cualquier momento, sin costo u obligación de indemnización y sin necesidad de invocar causa alguna, mediante notificación fehaciente a Pampetrol, con 180 días corridos de anticipación a la fecha de efectiva extinción. Por otro lado, Pampetrol podrá rescindir unilateralmente la relación jurídica sin costo u obligación de indemnización y sin necesidad de invocar causa alguna, únicamente si notifica a Pampa con 60 días de antelación a que se cumplan 18 meses desde la entrada en vigencia del acuerdo. Las comisiones incluyen: (i) US\$6.95 por metro cúbico por tratamiento y transporte de petróleo; (ii) US\$1.60 por metro cúbico por tratamiento de agua; y (iii) US\$1.96 por metro cúbico por inyección de agua.

Aspectos destacados de la adquisición

- **Participación controlante en todos los bloques.** Al consumarse la Operación, Vista sería el operador de todas las áreas mencionados anteriormente y el accionista mayoritario y controlante de PELSA.
- **Potencial de crecimiento vía *shale oil* de Vaca Muerta en Bajada del Palo.** La oportunidad incluye más de 120,000 acres con exposición a la formación no convencional de Vaca Muerta, de las cuales Vista estima que aproximadamente 48,000 acres netos se ubican en una zona altamente prospectiva de la formación, en un área contigua a bloques en etapa de desarrollo o con proyectos piloto terminados, y en donde ya se han perforado más de 600 al 30 de septiembre de 2017.
- **Compañía operativa.** PELSA tiene más de 30 años de reconocida trayectoria en el sector y una producción neta actual de 17.8 Moed, a lo que se suman 9 Moed de producción neta operada de los bloques Jaguel y Medanito.
- **Compañía con sólida posición financiera.** Actualmente la compañía no tiene deuda.

Aspectos relevantes del Contrato de Compraventa de las Acciones de PELSA y cesión de las Participaciones EL-AA-BP (el “CV PELSA y Participaciones EL-AA-BP”).

Precio de la operación

Venta de las Acciones de PELSA

- El precio base por las Acciones de PELSA es de US\$243,200,000.00, el cual será ajustado al 31 de diciembre (i) aumentado o reducido en base a la diferencia entre el Capital de Trabajo al 31 de diciembre de 2017 y el Capital de Trabajo Normalizado; (ii) aumentado por el equivalente al 58.88% de la caja al 31 de diciembre de 2017; y (iii) reducido por el equivalente al 58.88% de la deuda financiera al 31 de diciembre de 2017.

Cesión de las Participaciones EL-AA-BP

- La cesión de las Participaciones *EL-AA-BP* tendrán un precio de

- US\$900,000.00 por el 3.85% en la concesión de explotación Agua Amarga;
- US\$8,400,000.00 por el 3.85% en la concesión de explotación Bajada del Palo; y
- US\$7,500,000.00 por el 3.85% en la concesión de explotación Entre Lomas.

Mecanismo de Locked Box - Fecha Efectiva

Se estipuló como Fecha Efectiva el 1 de enero de 2018, efectuándose en consecuencia los ajustes que resulten necesarios conforme se describe a continuación, a los fines que el efecto económico de la Adquisición a Pampa sea equivalente a si la misma se hubiera ejecutado en la Fecha Efectiva, percibiendo Vista todos los beneficios y asumiendo todos los costos a partir de esa fecha.

- El precio de venta de las Acciones de PELSA será ajustado a la fecha de cierre: (i) incrementado por los montos equivalentes a cualquier aporte de capital o cualquier otro aporte o pago efectuado por Pampa a PELSA luego de la Fecha Efectiva y hasta la fecha de cierre, y (ii) deduciendo distribuciones de dividendos o pagos efectuados por PELSA en favor de Pampa o sus Afiliadas desde la Fecha Efectiva y hasta la fecha de cierre.
- El precio de venta de las Participaciones EL-AA-BP será ajustado a la fecha de cierre: (i) deduciendo todos aquellos importes correspondientes a la comercialización de la producción de hidrocarburos de la Participación EL-AA-BP desde la Fecha Efectiva y hasta la fecha de cierre; y (ii) incrementado por los costos, gastos e inversiones efectuados por Pampa desde la Fecha Efectiva y hasta la fecha de cierre y relacionados a la Participación EL-AA-BP, incluyendo, pero no limitado, a las regalías, impuestos, los costos de producción, comercialización y administración de la Participación EL-AA-BP.

Condiciones precedentes para consumir el Cierre de la Adquisición a Pampa

Condiciones a favor de Vista para consumir el Cierre de la Adquisición a Pampa

Nuestra obligación de consumir la Adquisición a Pampa así como de cumplir con las demás obligaciones a nuestro cargo, está sujeta al cumplimiento previo por parte de Pampa o nuestra dispensa, en la fecha de cierre o con anterioridad a la misma, de las siguientes condiciones suspensivas:

- Las declaraciones y garantías de Pampa bajo el CV PELSA y Participaciones EL-AA-BP, deberán ser verdaderas y correctas a la fecha de aceptación y a la fecha de cierre, con excepción de aquellos casos que no generen un efecto sustancial adverso;
- La totalidad de los compromisos y obligaciones de Pampa que deban ser cumplidos desde el día de la fecha de aceptación, y hasta la fecha de cierre inclusive, deben haber sido debidamente cumplidos en todos sus aspectos materiales, en tiempo y forma por Pampa, con excepción de aquellos incumplimientos que no generen un efecto sustancial adverso;
- No debe haber sido iniciada ninguna acción, reclamo, juicio o procedimiento de naturaleza administrativa, arbitral, judicial, de fondo o cautelar, de resolución alternativa de conflictos o mediación, disciplinario o de investigación que pueda tener como consecuencia impedir o declarar la ilegalidad de la Adquisición a Pampa;
- La Aprobación del Comprador deberá haber sido obtenida; y
- No debe haber ocurrido ningún efecto sustancial adverso.

Condiciones a favor de Pampa para consumir el Cierre de la Adquisición por Vista

La obligación de Pampa de consumir la Adquisición por Vista, así como de cumplir con las demás obligaciones a su cargo, está sujeta al cumplimiento previo por parte de Vista o la dispensa de Pampa, en la fecha de cierre o con anterioridad a la misma, de las siguientes condiciones suspensivas:

- Las declaraciones y garantías otorgadas por Vista bajo el CV PELSA y Participaciones EL-AA-BP, deberán ser verdaderas y correctas a la fecha de aceptación y a la fecha de cierre, con excepción de aquellos casos que no generen un efecto sustancial adverso;
- La totalidad de los compromisos y obligaciones de Vista que deban ser cumplidos desde el día de la aceptación del CV PELSA y Participaciones EL-AA-BP, y hasta la fecha de cierre inclusive, deben haber sido debidamente cumplidos en todos sus aspectos materiales, en tiempo y forma por Vista, con excepción de aquellos incumplimientos que no generen un efecto sustancial adverso;
- No debe haber sido iniciada ninguna acción, reclamo, juicio o procedimiento de naturaleza administrativa, arbitral, judicial, de fondo o cautelar, de resolución alternativa de conflictos o mediación, disciplinario o de investigación que pueda tener como consecuencia impedir o declarar la ilegalidad de la Adquisición de Vista;
- La Aprobación del Comprador deberá haber sido obtenida; y
- No debe haber ocurrido ningún efecto sustancial adverso.

Término de validez del acuerdo

Cualquiera de las partes tendrá derecho a terminar el CV PELSA y Participaciones EL-AA-BP en caso que las condiciones precedentes no se hubieran cumplido, o no hubieran sido dispensadas, y consecuentemente el cierre no hubiera ocurrido, de forma previa al 30 de junio de 2018.

Representaciones y garantías

Pampa ha otorgado las representaciones y garantías usuales para este tipo de operaciones, que fueron otorgadas respecto de PELSA, sus activos, las Participaciones EL-AA-BP y Pampa. Las garantías fundamentales otorgadas son respecto de: (i) existencia de PELSA, cumplimiento contractual y legal; (ii) capital social y acciones de PELSA; (iii) titularidad de las acciones; (iv) insolvencia; y (v) constitución - autorización – aprobaciones de Pampa.

El resto de las representaciones otorgadas por Pampa son: (i) concesiones; (ii) cuentas sociales; (iii) contratos; (iv) litigios; (v) activos; (vi) obligaciones fiscales y sociales; (vii) empleados de PELSA; (viii) seguros; (ix) propiedad intelectual; (x) inexistencia de conflictos; (xi) insolvencia; (xii) compromisos de remediaciones; (xiii) compromisos de abandono de pozos; (xiv) compromisos en materia ambiental; (xv) anticorrupción; (xvi) consentimientos; (xvii) corredores y agentes; y (xviii) inexistencia de otras declaraciones.

Indemnización. Limitaciones

Pampa ha asumido una obligación de indemnizar a Vista bajo ley argentina en relación con cualquier pérdida efectivamente sufrida por Vista como consecuencia de la falsedad de las declaraciones y garantías otorgadas por Pampa en el CV PELSA y Participaciones EL-AA-BP y por el incumplimiento de las obligaciones y compromisos asumidos por Pampa en el CV PELSA y Participaciones EL-AA-BP.

Pampa estará obligado a indemnizar a Vista por lo anterior, con las siguientes limitaciones:

- (i) con respecto a un reclamo individual, en caso que las pérdidas que surjan de dicho reclamo excedan de US\$850,000.00;

- (ii) por cualquier pérdida, una vez que las pérdidas sufridas por Vista por reclamos individuales excedan, en forma conjunta, el uno punto cinco por ciento (1.5%) del precio (y únicamente por montos en exceso de dicho límite);
- (iii) el monto máximo de indemnización por todo concepto y en forma agregada no excederá el siete punto cinco por ciento (7.5%) del precio;
- (iv) en caso de declaraciones fundamentales, el límite máximo de indemnización, en forma agregada, no podrá exceder del 100% del precio;
- (v) la obligación de indemnizar con causa en falsedades de las declaraciones y garantías serán únicamente por pérdidas cuya causa se haya originado en el período comprendido desde el 28 de julio de 2016 a la fecha de cierre;
- (vi) Las pérdidas en materia ambiental solo serán indemnizadas por Pampa en caso de existir reclamos de terceros, en forma exclusiva por pérdidas efectivamente sufridas por Vista ante una falsedad de las declaraciones o garantías otorgadas por temas ambientales y únicamente por pérdidas cuya causa se haya originado en el período comprendido desde el 28 de julio de 2016 a la fecha de cierre; y
- (vii) Las obligaciones de indemnización de Pampa permanecerán en vigor durante un plazo de dieciocho (18) meses a partir de la fecha de cierre, a excepción de (i) las declaraciones fundamentales, respecto de las cuales la obligación de indemnización de Pampa permanecerá en vigor hasta el efectivo cumplimiento del plazo de prescripción y (ii) las declaraciones y garantías otorgadas por Pampa en materia ambiental que permanecerán en vigor durante un plazo de veinticuatro (24) meses desde la fecha de cierre.

Gestión del negocio

Entre la fecha de aceptación y la fecha de cierre Pampa se compromete a (i) causar que PELSA (a) opere el negocio en forma consistente con sus prácticas anteriores (b) no celebre, rescinda, modifique ningún contrato material (cuyo valor sea superior a US\$2,000,000.00 en forma anual) o renovarlo por un período superior a un (1) año, (c) no incurra en endeudamiento financiero por un importe superior a US\$5,000,000.00 y (d) administre sus activos dentro del giro habitual de los negocios en forma consistente con sus prácticas pasadas, y (ii) (a) conceder reuniones con el equipo de administración de Pampa e información sobre el negocio a Vista, y (b) negociar de buena fe con Vista un acuerdo de transición de operaciones a ser celebrado en la fecha de cierre.

Aprobaciones Regulatorias

Ley de Defensa de la Competencia

La Ley de Defensa de la Competencia de la República Argentina regula la competencia en el mercado argentino. La CNDC y la SC ejercen su control sobre la competencia mediante el análisis y aprobación, rechazo o condicionamiento de operaciones de concentración económica, cuando el volumen combinado de los negocios de las empresas pertinentes excede un umbral determinado. Las empresas que realizan operaciones de concentración económica en exceso del umbral determinado, deben presentar ante la CNDC dentro de los siete (7) días corridos posteriores al cierre de la operación de que se trate, una descripción completa de sus respectivas actividades y de la operación o serie de operaciones que dan origen a la concentración económica. La CNDC tiene un período de 45 días hábiles a partir de la fecha de presentación para aprobar las operaciones, condicionar su aprobación o denegar la autorización. La resolución definitiva de la cuestión está a cargo de la SC, en base al informe técnico de la CNDC. Las condiciones impuestas pueden incluir la venta a un tercero de parte de las operaciones o activos de las empresas concentradas, o la aprobación parcial de una operación global pero el rechazo de una o más de las operaciones sometidas a revisión. El período de 45 días corridos se suspende cada vez que la CNDC solicite información adicional a las partes, hasta la presentación de tal información adicional.

La Adquisición a Pampa estará sujeta a la aprobación de la CNDC. El CV PELSA y Participaciones EL-AA-BP prevé que en el hipotético e improbable caso que no se obtenga la autorización de concentración y/o se impongan condicionamientos a la Adquisición a Pampa, Pampa no deberá reembolsar a Vista el precio de las Acciones de PELSA y ni de la Participación EL-AA-BP ni Vista deberá devolver las Acciones de PELSA y ni de la Participación EL-AA-BP a Pampa, en el entendimiento de que en tal supuesto habrá un mandato irrevocable de Pampa a favor de Vista para que se transfieran las Acciones de PELSA y de la Participación EL-AA-BP a un tercero a ser designado por Vista, en los términos y condiciones a ser acordados libremente por Vista, en tanto que cualquier diferencia entre el precio de las Acciones de PELSA y de la Participación EL-AA-BP y el precio pactado con tal tercero será asumida por, o a favor de, Vista sin que ésta tenga derecho a reclamo alguno contra Pampa.

Agente de Mercado Eléctrico Mayorista

Conforme el artículo 3 de la Resolución 548/99 del Ente Nacional Regulador de la Electricidad de la República Argentina, los generadores, transportistas y distribuidores de energía eléctrica reconocidos como agentes del mercado, como es el caso de PELSA, deben informar cualquier acto que implique una modificación en las participaciones del capital social y/o en el control, tanto en la unidad de negocio, como del grupo económico y/o sociedades o personas físicas que posean en forma directa o indirecta el control sobre la empresa regulada, dentro de los diez (10) días corridos de producido el cambio.

Cesión de concesión de explotación sobre áreas

Conforme el Artículo 72 de la Ley 17.319 de la República Argentina, el perfeccionamiento de la cesión de las Participaciones Directas requerirá la autorización expresa de la Secretaría de Energía y Minería de la provincia del Neuquén, Argentina, lo cual será notificado con posterioridad al cierre de la Adquisición a Pampa.

En el CV PELSA y Participaciones EL-AA-BP se prevé que en el hipotético e improbable caso que dicha autorización fuera rechazada en forma definitiva o impedida por cualquier motivo, Pampa y Vista celebrarán, en la medida de lo posible, un acuerdo alternativo a su entera satisfacción bajo el cual la intención de la cesión de las Participaciones EL-AA-BP pueda ser implementada preservando y manteniendo los derechos y obligaciones que les corresponden a Pampa y Vista conforme el mismo. En la eventualidad que esto no fuera posible, el CV PELSA y Participaciones EL-AA-BP prevé que Pampa no deberá reembolsar a Vista el precio de las Participaciones EL-AA-BP cedidas ni Vista deberá devolver las Participaciones EL-AA-BP a Pampa, en el entendimiento de que en tal supuesto habrá un mandato irrevocable de Pampa para que se transfiera las Participaciones EL-AA-BP de Vista a un tercero a ser designado por Vista, en los términos y condiciones a ser acordados libremente por Vista, en tanto que cualquier diferencia entre el precio las Participaciones EL-AA-BP y el precio pactado con tal tercero será asumida por o a favor de Vista sin que este tenga derecho a reclamo alguno contra Pampa.

Aspectos relevantes del Contrato de Cesión de las Participaciones 25M-JM (el “CV Participaciones 25M-JM”).

Adquisición de las Participaciones 25M-JM.

Precio de la operación

La cesión de la Participación 25M-JM tendrá un precio de US\$100,000,000.00.

Mecanismo de Locked Box - Fecha Efectiva

Se estipuló como Fecha Efectiva el 1 de enero de 2018, efectuándose en consecuencia los ajustes que resulten necesarios conforme se describe a continuación, a los fines que el efecto económico de la Adquisición a Pampa sea equivalente a si la misma se hubiera ejecutado en la Fecha Efectiva, percibiendo Vista todos los beneficios y asumiendo todos los costos a partir de esa fecha.

El precio de venta de las Participaciones 25M-JM será ajustado a la fecha de cierre: (i) deduciendo todos aquellos importes correspondientes a la comercialización de la producción de hidrocarburos de la Participación

25M-JM desde la Fecha Efectiva y hasta la fecha de cierre; y (ii) incrementado por los costos, gastos e inversiones efectuados por Pampa desde la Fecha Efectiva y hasta la fecha de cierre, relacionados a la Participación 25M-JM, incluyendo, pero no limitado, a las regalías, impuestos, los costos de producción, comercialización y administración de la Participación 25M-JM.

Condiciones precedentes para consumir el Cierre de la Adquisición a Pampa

Condiciones a favor de Vista para consumir el Cierre de la Adquisición a Pampa

Nuestra obligación de consumir la Adquisición a Pampa, así como de cumplir con las demás obligaciones a nuestro cargo, está sujeta al cumplimiento previo por parte de Pampa o nuestra dispensa, en la fecha de cierre o con anterioridad a la misma, de las siguientes condiciones suspensivas:

- Las declaraciones y garantías de Pampa bajo el CV Participaciones 25M-JM, deberán ser verdaderas y correctas a la fecha de aceptación y a la fecha de cierre, con excepción de aquellos casos que no generen un efecto sustancial adverso;
- La totalidad de los compromisos y obligaciones de Pampa que deban ser cumplidos desde el día de la fecha de aceptación hasta la fecha de cierre inclusive, deben haber sido debidamente cumplidos en todos sus aspectos materiales, en tiempo y forma por Pampa, con excepción de aquellos incumplimientos que no generen un efecto sustancial adverso;
- No debe haber sido iniciada ninguna acción, reclamo, juicio o procedimiento de naturaleza administrativa, arbitral, judicial, de fondo o cautelar, de resolución alternativa de conflictos o mediación, disciplinario o de investigación que pueda tener como consecuencia impedir o declarar la ilegalidad de la Adquisición a Pampa;
- La Aprobación del Comprador deberá haber sido obtenida; y
- No debe haber ocurrido ningún efecto sustancial adverso.

Condiciones a favor de Pampa para consumir el Cierre de la Adquisición por Vista

La obligación de Pampa de consumir la Adquisición por Vista, así como de cumplir con las demás obligaciones a su cargo, está sujeta al cumplimiento previo por parte de Vista o la dispensa de Pampa, en la fecha de cierre o con anterioridad a la misma, de las siguientes condiciones suspensivas:

- Las declaraciones y garantías otorgadas por Vista bajo el CV Participaciones 25M-JM, deberán ser verdaderas y correctas a la fecha de aceptación y a la fecha de cierre, con excepción de aquellos casos que no generen un efecto sustancial adverso;
- La totalidad de los compromisos y obligaciones de Vista que deban ser cumplidos desde el día de la aceptación del CV Participaciones 25M-JM, hasta la fecha de cierre inclusive, deben haber sido debidamente cumplidos en todos sus aspectos materiales, en tiempo y forma por Vista, con excepción de aquellos incumplimientos que no generen un efecto sustancial adverso;
- No debe haber sido iniciada ninguna acción, reclamo, juicio o procedimiento de naturaleza administrativa, arbitral, judicial, de fondo o cautelar, de resolución alternativa de conflictos o mediación, disciplinario o de investigación que pueda tener como consecuencia impedir o declarar la ilegalidad de la Adquisición por Vista;
- La Aprobación del Comprador deberá haber sido obtenida; y
- No debe haber ocurrido ningún efecto sustancial adverso.

Término de validez del acuerdo

Cualquiera de las partes tendrá derecho a terminar el CV Participaciones 25M-JM en caso que las condiciones precedentes no se hubieran cumplido, o no hubieran sido dispensadas, y consecuentemente el cierre no hubiera ocurrido, de forma previa al 30 de junio de 2018.

Representaciones y garantías

Pampa ha otorgado las representaciones y garantías usuales para este tipo de operaciones, y son otorgadas respecto de Pampa y las Participaciones 25M-JM. Las garantías fundamentales otorgadas son respecto de: (i) Constitución de Pampa, (ii) Capacidad; y (iii) Titularidad de las Participaciones 25M-JM.

El resto de las representaciones otorgadas por Pampa son respecto de: (i) Concesiones; (ii) Procedimientos; (iii) Contratos; (iv) Empleados Cedidos; (v) Inexistencia de conflictos; (vi) Compromisos de Remediaciones; (vii) Compromisos de Abandono de Pozos; (viii) Compromisos en Materia Ambiental; (ix) Consentimientos; (x) Corredores y Agentes; (xi) Obligación Válida y Vinculantes; e (xii) Inexistencia de otras Declaraciones.

Indemnización. Limitaciones

Pampa ha asumido una obligación de indemnizar a Vista bajo la ley argentina en relación con cualquier pérdida efectivamente sufrida por Vista como consecuencia de la falsedad de las declaraciones y garantías otorgadas por Pampa en el CV Participaciones 25M-JM y por el incumplimiento de las obligaciones y compromisos asumidos por Pampa en el CV Participaciones 25M-JM:

- (i) con respecto a un reclamo individual, en caso que las pérdidas que surjan de dicho reclamo excedan de 850,000.00 dólares;
- (ii) por cualquier pérdida, una vez que las pérdidas sufridas por Vista por reclamos individuales excedan, en forma conjunta, el uno punto cinco por ciento (1.5%) del precio (y únicamente por montos en exceso de dicho límite);
- (iii) el monto máximo de indemnización por todo concepto y en forma agregada no excederá el siete punto cinco por ciento (7.5%) del precio;
- (iv) en caso de declaraciones fundamentales, el límite máximo de indemnización, en forma agregada, no podrá exceder del 100% del precio;
- (v) la obligación de indemnizar con causa en falsedades de las declaraciones y garantías serán únicamente por pérdidas cuya causa se haya originado en el período comprendido desde el 28 de julio de 2016 a la fecha de cierre;
- (vi) Las pérdidas en materia ambiental solo serán indemnizadas por Pampa en caso de existir reclamos de terceros, en forma exclusiva por pérdidas efectivamente sufridas por Vista ante una falsedad de las declaraciones o garantías otorgadas por temas ambientales y únicamente por pérdidas cuya causa se haya originado en el período comprendido desde el 28 de julio de 2016 a la fecha de cierre; y
- (vii) Las obligaciones de indemnización de Pampa permanecerán en vigor durante un plazo de dieciocho (18) meses a partir de la fecha de cierre, a excepción de (i) las declaraciones fundamentales, respecto de las cuales la obligación de indemnización de Pampa permanecerá en vigor hasta el efectivo cumplimiento del plazo de prescripción y (ii) las declaraciones y garantías otorgadas por Pampa en materia ambiental que permanecerán en vigor durante un plazo de veinticuatro (24) meses desde la fecha de cierre.

Gestión del negocio

Entre la fecha de aceptación y la fecha de cierre Pampa se compromete a (i) que el negocio cedido siga operando en forma consistente con sus prácticas anteriores, de acuerdo a las reglas del buen arte y los estándares de la industria; (ii) negociar y ejecutar de buena fe con Vista, en términos estándar de mercado, un acuerdo de transición de operaciones a ser celebrado en la fecha de cierre de la Adquisición a Pampa.

Aprobaciones Regulatorias

La Adquisición a Pampa estará sujeta a la aprobación de la CNDC y la aprobación de la cesión por parte del Secretario de Estado de Energía y Minería de la provincia de Río Negro, Argentina. A los efectos de este punto, por favor referir a (i) la sección de Aprobaciones Regulatorias incluida en la Sección correspondiente respecto de la Adquisición de Acciones de PELSA y Participaciones EL-AA-BP, y (ii) la Sección “Cesión de concesión de explotación sobre áreas” de la Adquisición de las Acciones de PELSA y Participaciones EL-AA-BP, las cuales aplican *mutatis mutandi* a la presente Adquisición.

Adquisición de las Acciones de APCO O&G y Acciones de APCO Argentina

Objeto

La adquisición a Pluspetrol del 100.00% del capital social de APCO Oil & Gas International, Inc. y del 5% del capital social de APCO Argentina.

Estructura Corporativa

A continuación en la **Figura 8**, se detalla una representación gráfica del perímetro de la Adquisición:

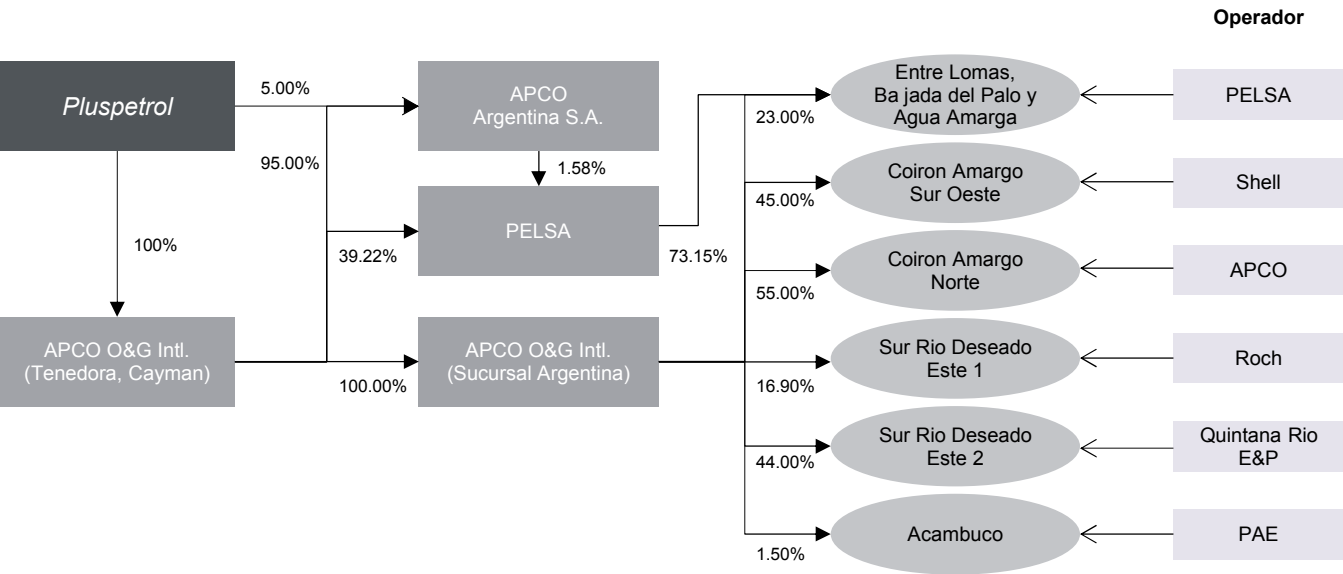


Figura 8 – Perímetro de la Adquisición de las Acciones de APCO O&G y Acciones de APCO Argentina

Descripción de la Compañía

APCO International es titular de (i) 23% de participación en las 3 concesiones de explotación operadas por PELSA (mencionadas en el apartado “Adquisición de PELSA y de las Participaciones Directas”), (ii) 45% de participación sin operación en el lote de evaluación sobre Coirón Amargo Sur Oeste, ubicado en la Provincia de

Neuquén, operado por Shell, (iii) 55% de participación con operación en la concesión de explotación Coirón Amargo Norte ubicada en la provincia de Neuquén, (iv) 1.5% de participación sin operación en la concesión de explotación Acambuco, ubicada en la provincia de Salta, operada por Panamerican Energy LLC (Sucursal Argentina), (v) 16.9% de participación sin operación en la concesión de explotación Área Sur Río Deseado Este ubicado en la provincia de Santa Cruz (operado por Roch), y (vi) 44% de participación sin operación en el acuerdo de exploración sobre el Área Sur Río Deseado Este ubicado en la provincia de Santa Cruz (operado por Quintana).

i. Coirón Amargo Sur Oeste

APCO International es titular del 45% de participación en el lote de evaluación sobre Coirón Amargo Sur Oeste, en la cuenca Neuquina ubicada en la provincia de Neuquén. El operador de dicho lote de evaluación es Shell, socio de clase mundial y uno de los operadores con mayor experiencia en la formación Vaca Muerta, que es titular del 45%. El tercer titular del lote de evaluación es GyP con una participación del 10%.

Coirón Amargo Sur Oeste cuenta con aproximadamente 6,000 acres netos ubicados en una zona altamente prospectiva de Vaca Muerta, en un área contigua a bloques ya en etapa de desarrollo o con proyectos piloto terminados. Actualmente dicho lote de evaluación no posee una producción acumulada, reservas ni compromisos de capital pendientes.

El término original del lote bajo evaluación de Coirón Amargo Sur Oeste venció en noviembre de 2017, habiéndose solicitado de modo anterior a su vencimiento la prórroga de 9 meses del mismo. Los socios tendrán derecho a solicitar una concesión de explotación no convencional con un plazo de 35 años bajo los términos de la Ley de Hidrocarburos de Argentina, a más tardar en julio 2018.

ii. Coirón Amargo Norte

APCO International es operador y tiene una participación del 55% en el contrato de unión transitoria para la concesión de explotación Coirón Amargo Norte, en la cuenca Neuquina ubicada en la provincia de Neuquén. Cuenta al 31 de diciembre de 2016 con reservas 1P de 1.0 MMBoe y una producción de 0.3 MBoed (86% de petróleo) por el período de 9 meses concluido el 30 de septiembre de 2017. La concesión expira en noviembre de 2038. No existen compromisos de capital pendientes.

Asimismo, APCO es titular del 40.8% del capital social de PELSA. Para mayor información sobre PELSA, favor de referirse al apartado "Adquisición de PELSA y de las Participaciones Directas".

Aspectos destacados de la adquisición

- **Permite a Vista tener una tenencia accionaria consolidada del 99.68% de PELSA.** Vista tendría, a través de dicha participación accionaria, una titularidad directa e indirecta del 100% en las concesiones de explotación sobre todas las áreas operadas por PELSA.
- **Potencial de crecimiento vía *shale oil* en Coirón Amargo Sur Oeste.** Vista sería titular del 45% en el lote de evaluación sobre Coirón Amargo Sur Oeste, un desarrollo operado por Shell, socio de clase mundial y uno de los operadores con mayor experiencia en Vaca Muerta. Este bloque agregaría aproximadamente otros 6,000 acres netos altamente prospectivos a nuestro portafolio no convencional. Este bloque se encuentra adyacente a los bloques Sierras Blancas y Cruz de Lorena, operados por Shell, donde ésta ya ha completado la etapa piloto. El conocimiento obtenido en la etapa piloto y la infraestructura de tratamiento y transporte de crudo a desarrollar por Shell será sumamente beneficioso para el desarrollo económico de Coirón Amargo Sur Oeste.

Aspectos relevantes del Contrato de Compraventa de las Acciones de APCO O&G y Acciones de APCO Argentina ("CV ACCIONES de APCO").

Precio de la operación

El precio base por las Acciones de Apco es de US\$115,000,000.00, el cual será ajustado al 31 de diciembre (i) aumentado o reducido en base a la diferencia entre el capital de trabajo consolidado al 31 de diciembre de 2017 y el capital de trabajo normalizado al 31 de diciembre de 2017; (ii) incrementado por el equivalente a la caja

consolidada al 31 de diciembre de 2017; (iii) reducido por el equivalente a la deuda financiera consolidada al 31 de diciembre de 2017; (iv) incrementado por el equivalente al 40.8% de la caja consolidada de PELSA al 31 de diciembre de 2017; (v) reducido por el equivalente a la deuda consolidada 40.8% de PELSA al 31 de diciembre de 2017; y (vi) incrementado por el precio recibido por Apco Argentina. El precio por la cesión del Contrato de Préstamo por Pluspetrol a Vista es de US\$ 200,000,000.00.

Mecanismo de Locked Box - Fecha Efectiva

Se estipuló como Fecha Efectiva el 1 de enero de 2018, efectuándose en consecuencia los ajustes que resultan necesarios conforme se describe a continuación, a los fines que el efecto económico de la Adquisición a Pluspetrol sea equivalente a si la misma se hubiera ejecutado en la Fecha Efectiva, percibiendo Vista todos los beneficios y asumiendo todos los costos a partir de esa fecha.

El precio de venta de las Acciones de Apco será ajustado a la fecha de cierre: (i) incrementado por los montos equivalentes a cualquier aporte de capital o cualquier otro aporte o pago efectuado por Pluspetrol a APCO luego de la Fecha Efectiva, y (ii) deduciendo distribuciones de dividendos o pagos efectuados por APCO International y APCO Argentina en favor de Pluspetrol o sus Afiliadas desde la Fecha Efectiva y hasta la fecha de cierre.

Condiciones precedentes para consumir el Cierre de la Adquisición a Pluspetrol

Condiciones a favor de Vista para consumir el Cierre de la Adquisición a Pluspetrol

Nuestra obligación de consumir la Adquisición a Pluspetrol así como de cumplir con las demás obligaciones a nuestro cargo, está sujeta al cumplimiento previo por parte de Pluspetrol (o nuestra dispensa), en la fecha de cierre o con anterioridad a la misma, de las siguientes condiciones suspensivas:

- Las declaraciones y garantías de Pluspetrol bajo el CV ACCIONES de APCO deberán ser verdaderas y correctas a la fecha de aceptación y a la fecha de cierre, con excepción de aquellos casos que no generen un efecto sustancial adverso;
- La totalidad de los compromisos y obligaciones de Pluspetrol que deban ser cumplidos desde el día de la fecha de aceptación, y hasta la fecha de cierre inclusive, deben haber sido debidamente cumplidos en todos sus aspectos materiales, en tiempo y forma por Pluspetrol, con excepción de aquellos incumplimientos que no generen un efecto sustancial adverso;
- No debe haber sido iniciada ninguna acción, reclamo, juicio o procedimiento de naturaleza administrativa, arbitral, judicial, de fondo o cautelar, de resolución alternativa de conflictos o mediación, disciplinario o de investigación que pueda tener como consecuencia impedir o declarar la ilegalidad de la Adquisición a Pluspetrol;
- El cierre de la Adquisición a Pluspetrol no debe contravenir, estar en conflicto, ni resultar en la violación de ninguna norma legal u orden aplicable a Pluspetrol o a sus directores, representantes o Afiliadas de cualquiera de los mismos, que haya sido dictada con posterioridad a la fecha de aceptación y que pudiera generar un efecto sustancial adverso para cualquiera de dichas personas;
- Vista deberá haber adquirido (i) las Acciones de PELSA de propiedad de Pampa y (ii) las Participaciones EL-AA-BP;
- La Aprobación del Comprador deberá haber sido obtenida; y
- No debe haber ocurrido ningún efecto sustancial adverso.

Condiciones a favor de Pluspetrol para consumir el Cierre de la Adquisición por Vista

La obligación de Pluspetrol de consumir la Adquisición por Vista, así como de cumplir con las demás obligaciones a su cargo, está sujeta al cumplimiento previo por parte de Vista o la dispensa de Pluspetrol, en la fecha de cierre o con anterioridad a la misma, de las siguientes condiciones suspensivas:

- Las declaraciones y garantías otorgadas por Vista bajo el CV ACCIONES de APCO deberán ser verdaderas y correctas a la fecha de aceptación y a la fecha de cierre, con excepción de aquellos casos que no generen un efecto sustancial adverso;
- La totalidad de los compromisos y obligaciones de Vista que deban ser cumplidos desde el día de la aceptación del CV ACCIONES de APCO, y hasta la fecha de cierre inclusive, deben haber sido debidamente cumplidos en todos sus aspectos materiales, en tiempo y forma por Vista, con excepción de aquellos incumplimientos que no generen un efecto sustancial adverso;
- No debe haber sido iniciada ninguna acción, reclamo, juicio o procedimiento de naturaleza administrativa, arbitral, judicial, de fondo o cautelar, de resolución alternativa de conflictos o mediación, disciplinario o de investigación que pueda tener como consecuencia impedir o declarar la ilegalidad de la Adquisición por Vista;
- El cierre de la Adquisición por Vista no deberá contravenir, estar en conflicto, ni resultar en la violación de ninguna norma legal u orden aplicable a Vista o a sus directores, representantes o Afiliadas de cualquiera de los mismos, que haya sido dictada con posterioridad a la fecha de aceptación y que pudiera generar un efecto sustancial adverso para cualquiera de dichas personas;
- La Aprobación del Comprador deberá haber sido obtenida; y
- No debe haber ocurrido ningún efecto sustancial adverso.

Término de validez del acuerdo

Cualquiera de las partes tendrá derecho a terminar el CV ACCIONES de APCO en caso que las condiciones precedentes no se hubieran cumplido, o no hubieran sido dispensadas, y consecuentemente el cierre no hubiera ocurrido, de forma previa al 30 de junio de 2018.

Representaciones y garantías

Pluspetrol ha otorgado las representaciones y garantías usuales para este tipo de operaciones, que fueron otorgadas respecto de APCO, sus activos y Pluspetrol. Las garantías fundamentales otorgadas son respecto de: (i) existencia de APCO, cumplimiento contractual y legal; (ii) capital social y acciones de APCO; (iii) titularidad de las acciones; (iv) insolvencia; y (v) constitución - autorización – aprobaciones de Pluspetrol.

El resto de las representaciones otorgadas por Pluspetrol son respecto de: (i) concesiones; (ii) cuentas sociales; (iii) contratos; (iv) litigios; (v) activos; (vi) obligaciones fiscales y sociales; (vii) empleados de APCO; (viii) seguros; (ix) propiedad intelectual; (x) inexistencia de conflictos; (xi) insolvencia; (xii) compromisos de remediaciones; (xiii) compromisos de abandono de pozos; (xiv) compromisos en materia ambiental; (xv) anticorrupción; (xvi) consentimientos; y (xvii) corredores y agentes.

Indemnidad. Limitaciones

Pluspetrol ha asumido una obligación de indemnizar a Vista bajo ley argentina en relación con cualquier pérdida efectivamente sufrida por Vista como consecuencia de la falsedad de las declaraciones y garantías otorgadas por Pluspetrol en el CV ACCIONES de APCO y por el incumplimiento de las obligaciones y compromisos asumidos por Pluspetrol en el CV ACCIONES de APCO.

Pluspetrol estará obligado a indemnizar a Vista por lo anterior, con las siguientes limitaciones:

- (i) con respecto a un reclamo individual, en caso que las pérdidas que surjan de dicho reclamo excedan de 850,000.00 dólares;
- (ii) por cualquier pérdida, una vez que las pérdidas sufridas por Vista por reclamos individuales excedan, en forma conjunta, el uno punto cinco por ciento (1.5%) del precio (y únicamente por montos en exceso de dicho límite);
- (iii) el monto máximo de indemnización por todo concepto y en forma agregada no excederá el siete punto cinco por ciento (7.5%) del precio de compra;
- (iv) en caso de declaraciones fundamentales, activos excluidos e indemnidades específicas de la Adquisición a Pluspetrol el límite máximo de indemnización, en forma agregada, no podrá exceder del 100% del precio de compra;
- (v) Las pérdidas en materia ambiental solo serán indemnizadas por Pluspetrol en caso de existir reclamos de terceros, en forma exclusiva por pérdidas efectivamente sufridas por Vista ante una falsedad de las declaraciones o garantías otorgadas por temas ambientales y únicamente por pérdidas cuya causa se haya originado en el período comprendido desde el 29 de enero de 2015 a la fecha de cierre; y
- (vi) Las obligaciones de indemnización de Pluspetrol permanecerán en vigor durante un plazo de dieciocho (18) meses a partir de la fecha de cierre, a excepción de (i) las declaraciones fundamentales los activos excluidos y las indemnidades específicas, respecto de las cuales la obligación de indemnización de Pluspetrol permanecerá en vigor hasta el efectivo cumplimiento del plazo de prescripción y (ii) las declaraciones y garantías otorgadas por Pluspetrol en materia ambiental que permanecerán en vigor durante un plazo de veinticuatro (24) meses desde la fecha de cierre.

Gestión del negocio

Entre la fecha de aceptación y la fecha de cierre Pluspetrol se compromete a (i) causar que APCO (i) (a) opere el negocio en forma consistente con sus prácticas anteriores (b) no celebre, rescinda, modifique ningún contrato material (cuyo valor sea superior a US\$2,000,000 en forma anual) o renovarlo por un período superior a un (1) año, (c) no incurra en endeudamiento financiero por un importe superior a US\$5,000,000.00, y (d) administre sus activos dentro del giro habitual de los negocios en forma consistente con sus prácticas pasadas; y (ii) (a) conceder reuniones con el equipo de administración de Pluspetrol e información sobre el negocio a Vista, y (b) negociar de buena fe con Vista un acuerdo de transición de operaciones a ser celebrado en la fecha de cierre.

Aprobaciones Regulatorias

Ley de Defensa de la Competencia

La Adquisición a Pluspetrol estará sujeta a la aprobación de la CNDC. A los efectos de este punto, por favor referir a la sección de Aprobaciones Regulatorias incluida en la Sección correspondiente respecto de la Adquisición de Acciones de PELSA y Participaciones EL-AA-BP la cual aplica *mutatis mutandi* a la presente Adquisición.

Objetivo de la Operación

El objetivo principal de la Operación es la adquisición del 99.68% de participación directa e indirecta en PELSA, el 100% de participación en APCO International y el 100% de participación en APCO Argentina, así como el 100%.00 de la Participación 25M-JM, y el 3.85% de la Participación EL-AA-BP, lo que implica la integración de todos los activos antes mencionados al negocio de Vista.

Una vez concluidas las Adquisiciones, el objetivo de Vista es convertirse en una compañía con activos que cuenten con capacidad de generación de flujo de caja y con amplias oportunidades de crecimiento y rentabilización a través del desarrollo de reservas y recursos de hidrocarburos convencionales y no convencionales, así como

mejoras de eficiencia operativa. Esto le permitirá a Vista ejecutar su visión de expansión regional principalmente en los países de enfoque (México, Argentina, Brasil y Colombia).

Fuentes de Financiamiento y Gastos Derivados de la Operación

Esperamos fondear la Operación con las siguientes fuentes de financiamiento:

- Los fondos depositados en la Cuenta de Custodia, después de pagar los US\$19,500,000.00 correspondiente a las comisiones de colocación diferidas que serán liberadas a los Intermediarios Líderes en México y a los Intermediarios Internacionales conforme al Contrato de Colocación y al Contrato de Compraventa de Valores, respectivamente, más la cantidad correspondiente al IVA atribuible a dichas comisiones de colocación diferidas. Al 31 de diciembre de 2017, los fondos depositados en la Cuenta de Custodia, ascienden a la cantidad de US\$652,566,159.00.
- Mediante la venta de hasta 5,000,000 de Acciones de Suscripción Futura, así como del mismo número de Títulos Opcionales de Suscripción Futura por los cuales esperaríamos recibir US\$50,000,000.00.
- Mediante la colocación de 10,000,000 de las 100,000,000 de Acciones Serie A emitidas en cumplimiento de los resolutive aprobados en la asamblea general de accionistas de la Compañía del 18 de diciembre de 2017, por los cuales esperamos recibir US\$100,000,000.00. Lo anterior en el entendido que, los costos derivados de la colocación de las 10,000,000 millones de Acciones Serie A antes mencionadas, se cubrirán con los recursos obtenidos de la propia colocación.
- Mediante la suscripción de una Línea de Crédito Contingente, a ser utilizada en caso de que el monto total obtenido entre la suma de los Contratos de Suscripción, el Ejercicio del Derecho de Preferencia de los Accionistas, el Contrato de Suscripción Futura de Valores, y las cantidades depositadas en la Cuenta de Custodia, menos el monto correspondiente a la porción de los Accionistas Serie A que llegasen a ejercer su derecho de reembolso y pago, no sean suficientes para pagar la Operación.

Fuentes y Usos de Financiamiento (Tabla 12)

Fuentes	(\$MM)	%	Usos	(\$MM)	%
Recursos de la OPI	\$650	81.3%	Precio de la operación	\$675	84.4%
Riverstone Vista Capital Partners (Contrato de Suscripción Futura)	\$50	6.3%	Caja en las sociedades	\$60	7.5%
Levantamiento de capital	\$100	12.5%	Gastos de la transacción	\$25	3.1%
Total	\$800	100.0%	Fondos adicionales para crecimiento	\$40	5.0%
			Total	\$800	100.0%

Tabla 12 – Fuentes y usos de financiamiento

Estructura accionaria proforma (Tabla 13)

Tenencia accionaria proforma al cierre	A \$10/acción		A \$18/acción	
<i>\$MM</i>				
Accionistas públicos actuales	67.5%	65.0	67.3%	72.8
Riverstone Vista Capital Partners (Contrato de Suscripción Futura)	5.2%	5.0	5.2%	5.6
Accionistas públicos nuevos	10.4%	10.0	9.2%	10.0
Riverstone / Equipo de Administración	16.9%	16.3	18.3%	19.8
Total de acciones en circulación (MM)	100.0%	96.3	100.0%	108.2

Tabla 13 – Estructura accionaria proforma

Fecha de Aprobación de la Operación

Con fecha 8 de febrero de 2018, nuestro consejo de administración aprobó que la Operación sea presentada a la asamblea general de accionistas, para que pueda ser autorizada por los accionistas en dicha asamblea como la “Combinación Inicial de Negocios” prevista en nuestros estatutos sociales, el Acta de Emisión, el Título Global de los Títulos Opcionales, las Resoluciones de Accionistas, el Convenio de Socios Estratégicos, el Convenio entre Accionistas y demás documentos relacionados con la Compañía.

La asamblea general ordinaria de accionistas de Vista que decida respecto de la aprobación de la Combinación Inicial de Negocios y de los demás asuntos descritos en la presente declaración tendrá lugar en el domicilio social de Vista, y en las oficinas ubicadas en Blvd. de los Virreyes 24, piso 24, Lomas de Chapultepec V Sección, 11000 Ciudad de México, México, en la fecha y hora que se anunciarán con por lo menos 15 días de anticipación a través de la BMV.

Emisión de Nuevas Acciones y Fecha de Canje

Con el objeto de financiar la Operación, la asamblea general de accionistas celebrada el 18 de diciembre de 2017 aprobó la emisión de 100,000,000 de Acciones Serie A. Dichas acciones quedaron inscritas en el RNV mediante actualización de inscripción autorizada por la CNBV mediante oficio 153/11202/2017 de fecha 18 de diciembre de 2017.

En la medida en que dichas 100,000,000 de Acciones Serie A no sean colocadas para fondear la Operación, llevaremos a cabo todos los actos necesarios o convenientes para lograr su cancelación, de conformidad con las resoluciones aprobadas en la asamblea general de accionistas del 18 de diciembre de 2017.

Cambios en los Derechos que Confieren los Valores

Los derechos que confieren las Acciones Serie A a sus titulares no sufrirán cambios como consecuencia de la aprobación por parte de la asamblea general de accionistas de la Compañía de la Operación, sólo en caso de ocurrir la consumación de la Combinación Inicial de Negocios:

- Los fondos depositados en la Cuenta de Custodia serán liberados en su totalidad para: (i) hacer los reembolsos en efectivo y pagos que les correspondan a aquellos Accionistas Serie A en los términos previstos en las Resoluciones de Accionistas y que hubieren notificado a la Compañía su decisión de recibirlos a más tardar dos Días Hábiles antes de que se lleve a cabo la asamblea general de accionistas que apruebe la Combinación Inicial de Negocios; (ii) una vez que todos los reembolsos y pagos señalados en el inciso (i) anterior hayan sido realizados (a) pagar US\$19,500,000.00 correspondiente a las comisiones de colocación diferidas que serán liberadas a los Intermediarios Líderes en México y a los Intermediarios Internacionales conforme al Contrato de Colocación y al

Contrato de Compraventa de Valores, respectivamente, más la cantidad correspondiente al IVA atribuible a dichas comisiones de colocación diferidas; y (b) fondear, en todo o en parte, la Combinación Inicial de Negocios; después de lo cual dicha Cuenta de Custodia se dará por terminada;

- En el supuesto que las 5,000,000 de Acciones de Suscripción Futura sean efectivamente suscritas y pagadas para consumir la Combinación Inicial de Negocios, los accionistas de la Compañía que no participen de dicha venta se verán diluidos en su participación en nuestro capital social;
- En la medida en que 10,000,000 de las 100,000,000 Acciones Serie A emitidas en cumplimiento de los resolutivos aprobados en la asamblea general de accionistas de la Compañía del 18 de diciembre de 2017 sean efectivamente suscritas y pagadas para fondear, en todo o en parte, la Combinación Inicial de Negocios (ya sea por accionistas actuales que ejercieron sus derechos de preferencia o por aquellos inversionistas que hayan celebrado un Contrato de Suscripción con nosotros), los accionistas de la Compañía que no participen en dicha suscripción y pago en la misma proporción que su tenencia de Acciones se verán diluidos en su participación en nuestro capital social;
- Las Serie B que actualmente se encuentran en circulación serán convertidas, sobre un razón de uno a uno, en Acciones Serie A; lo anterior, en el entendido que, sujeto a la consumación de la Combinación Inicial de Negocios, los Accionistas Serie B han renunciado a su derecho para que dichas Acciones Serie B, una vez convertidas, representen el 20% del número total de acciones emitidas y en circulación después de cualquier aumento adicional de capital, limitando de esta manera los efectos dilutivos de la conversión descrita en este párrafo;
- Se conocerá la fecha de vencimiento del período de ejercicio de los Títulos Opcionales, salvo que terminen anticipadamente, que será el quinto aniversario de la Fecha de Cierre de la Combinación Inicial de Negocios, salvo que se anuncie una “Fecha de Vencimiento Anticipado”, en cuyo caso dicho período terminará anticipadamente en dicha fecha;
- La obligación mancomunada y no solidaria de Riverstone Sponsor y Management Holdings de indemnizar a la Compañía por ciertas reclamaciones de terceros relacionadas con servicios prestados o productos que nos hayan sido vendidos, o de potenciales empresas con las cuales hayamos discutido la posibilidad de consumir una combinación de negocios, según se establece en el Convenio de Socios Estratégicos, se dará por terminada; y
- El Convenio entre Accionistas se dará por terminado.

En caso que dicha consumación no se lleve a cabo, la Compañía no estará obligada ni llevará a cabo los actos anteriormente mencionados y la elección de reembolso y pago en efectivo hecha por cualesquier Accionista Serie A y la aprobación de la Operación dejarán de ser válidas para todos los efectos legales, sin que la Compañía tenga la obligación de realizar dichos reembolsos y pagos.

Tratamiento Contable de la Operación

Los estados financieros proforma condensados combinados no auditados de la Compañía, los cuáles incluyen los estados de resultados proforma condensados combinados no auditados por el período de nueve meses terminado el 30 de septiembre de 2017 y por el período de doce meses terminado el 31 de diciembre de 2016, y los estados de situación financiera proforma condensados combinados no auditados al 30 de septiembre de 2017 y 31 de diciembre de 2016, han sido preparados sobre la base de las NIIF utilizando al dólar americano como la moneda de informe de dichos estados y han sido preparados para cumplir con las disposiciones regulatorias establecidas por la Comisión Nacional Bancaria y de Valores (CNBV) y el “Anexo P” de la Circular Única.

Los estados financieros proforma condensados combinados fueron elaborados para mostrar los efectos de las adquisiciones de las Acciones de PELSA, las Acciones de APCO y las Participaciones Directas. Dichos

estados han sido preparados utilizando al dólar americano como la moneda de informe, y fueron elaborados utilizando la información financiera no auditada compilada de cada una de las Adquisiciones.

Debido a que la información financiera compilada de Medanito y Jagüel fue preparada en Pesos Argentinos, la información financiera correspondiente al estado de situación financiera fue convertida a USD utilizando un tipo de cambio de cierre 17.25 y 16.10 en Pesos Argentinos por USD al 30 de septiembre de 2017 y 31 de diciembre de 2016, respectivamente, mientras que los estados de resultados fueron convertidos utilizando tipos de cambio promedios de \$17.21 y \$14.78 por los períodos de nueve meses y doce meses, respectivamente, para efectos de comparabilidad de la información, tal y como se describe en la Nota 3 de los estados financieros proforma condensados y combinados, que se incluyen en el Anexo 2.

Para efectos de la presente declaración, se han llevado a cabo ciertas reclasificaciones en la información básica de las potenciales adquisiciones, tanto en los estados de situación financiera como en los estados de resultados.

En su momento, el proceso de valuación y registro de las Adquisiciones, de conformidad con lo establecido en la NIIF 3 “combinaciones de negocios”, sería: las adquisiciones de negocios deben reconocerse mediante el método de compra, el cual requiere en todos los casos, (i) evaluar que lo adquirido califique como negocio, (ii) identificar al adquirente, (iii) determinar la fecha de adquisición, (iv) valorar en el reconocimiento inicial los activos identificables adquiridos, los pasivos asumidos, así como la participación no controladora en la adquirida, en caso de existir, (v) valorar la contraprestación, y (vi) reconocer un crédito mercantil adquirido o ganancia en compra en condiciones ventajosas, en los términos de la NIIF mencionada.

Costos Adicionales en la Operación

Serán registrados en resultados al momento de su erogación y conforme a la NIIF 3 “combinaciones de negocios”, no formarán parte del costo de la entidad adquirida.

Asignación del Costo de las Adquisiciones

La entidad adquirente asignará el costo de la entidad adquirida, a los activos adquiridos y pasivos asumidos, con base en sus valores razonables a la fecha de adquisición.

Antes de la asignación, la entidad adquirente, (i) revisará si la contraprestación es distinta a efectivo, esto para asegurar que los activos y pasivos estén debidamente valuados, e (ii) identificará todos los activos y pasivos, incluyendo los intangibles, independientemente que estén registrados en la entidad adquirente.

Entre otras fuentes de información relevantes, se pueden utilizar avalúos independientes y actuariales u otras valuaciones como para ayudar a determinar los valores razonables estimados para los activos adquiridos y los pasivos asumidos.

Consecuencias Fiscales de las Operación

De llevarse a cabo la Operación, la Compañía calificará como accionista de las sociedades objeto de la Operación. Como sociedad tenedora de acciones, la Compañía estará obligada al pago del impuesto sobre la renta a la tasa del 30% por los ingresos por dividendos que perciba, provenientes de las sociedades objeto de la Operación.

En principio, y en la medida en que cumpla con cada uno de los requisitos previstos para ello, la Compañía se encontrará en posibilidad de acreditar tanto el impuesto sobre la renta corporativo pagado por cada una de las sociedades objeto de la Operación, respecto de los dividendos que estas le paguen, así como el impuesto sobre la renta que, en su caso, le sea retenido de conformidad con las disposiciones fiscales aplicables en cada una de las jurisdicciones de las cuales dichas sociedades sean residentes para efectos fiscales.

La Compañía podrá distribuir libres del pago de impuestos en México las utilidades respecto de las cuales ya se hubiera pagado el impuesto sobre la renta corporativo correspondiente. En caso de que la Compañía distribuya utilidades respecto de las cuales no se haya pagado el impuesto sobre la renta corporativo en México, la Compañía deberá pagar el citado impuesto aplicando la tasa del 30% sobre el monto del dividendo o utilidad ajustado con el factor de piramidación que resulte aplicable. El impuesto sobre la renta pagado en los términos del presente párrafo será acreditable para la Compañía en el ejercicio en que se pague y en los dos ejercicios siguientes.

El 4 de noviembre de 2015, México y Argentina suscribieron un Tratado para Evitar la Doble Tributación, el cual entró en vigor el 1 de enero de 2018. El tratado podría otorgar beneficios a algunos contribuyentes de ambos países mediante la reducción de la tasa de los impuestos sobre la renta en cada país bajo categorías de pagos de dividendos en operaciones transfronterizas, intereses, regalías y asistencia técnica. El tratado adicionalmente prevé una reducción en la tasa aplicable al impuesto sobre ganancias de capital obtenidas con relación a la venta o transferencia de un portafolio de activos no relacionados con bienes inmuebles (con tenencia menor al 25% del número de acciones en circulación) asumiendo que ciertos requisitos se cumplen. El tratado además incluye diversas disposiciones relacionadas con la “Erosión de la Base Imponible y Traslado de Beneficios”, tales como la limitación de la cláusula de beneficios que motiva ciertas prácticas de abuso del tratado y escenarios de doble tributación.

INFORMACIÓN SOBRE LAS PARTES DE LAS ADQUISICIONES

Nombre del Emisor

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

Descripción del Negocio

Somos una sociedad anónima bursátil de capital variable o S.A.B. de C.V. constituida conforme a las leyes de los Estados Unidos Mexicanos. Nuestra sociedad es un SPAC creado con la finalidad de consumir una Combinación Inicial de Negocios. Somos una sociedad constituida por Riverstone Sponsor que, junto con nuestro Equipo de Administración, integra nuestro Promotor. Riverstone es uno de los fondos de capital privado enfocados en el sector energético más grandes del mundo. Nuestro Equipo de Administración se encuentra liderado por Miguel Galuccio, quien ocupó el cargo de Presidente del consejo de administración y gerente general de YPF, y actualmente es miembro independiente del consejo de administración de Schlumberger. Nuestra intención es capitalizar la capacidad de nuestro Equipo de Administración y, de manera más amplia, la capacidad de la plataforma de Riverstone para identificar, adquirir y operar una empresa dentro del sector energético en Latinoamérica.

Evolución de la Compañía

Vista Oil & Gas, S.A.B. de C.V. fue constituida el 22 de marzo del 2017.

En agosto del 2017 Vista completó exitosamente su oferta pública inicial por un monto de Ps.11,688,950,000, equivalente a US\$650 millones, y la celebración de un Contrato de Suscripción Futura de Valores con RVCP, una Afiliada de Riverstone Sponsor, por 5,000,000 de Acciones de Suscripción Futura y Títulos Opcionales de Suscripción Futura por un monto total de US\$50 millones. Esto resultó en una disponibilidad de fondos potencial de US\$700 millones para consumir una Combinación Inicial de Negocios.

Desde entonces, Vista comenzó la búsqueda de oportunidades de inversión en México, Argentina, Colombia y Brasil, resultando en dos contratos de compra venta y un contrato de cesión de participación firmados con Pampa y Pluspetrol en enero del 2018.

Con fecha 8 de febrero de 2018, el consejo de administración de Vista acordó someter las Adquisiciones a la aprobación de la asamblea correspondiente, a efecto de que, como resultado, se apruebe la Combinación Inicial de Negocios, sujeta a la satisfacción de ciertas condiciones, entre otras, la disponibilidad de suficiente capital para su fondeo.

A la fecha del presente folleto, también se han celebrado diversos Contratos de Suscripción en virtud de los cuales se estima que ciertos inversionistas suscriban de manera agregada, junto con aquellos accionistas que suscriban acciones con motivo del Ejercicio del Derecho de Preferencia de los Accionistas, un total de 10,000,000 de Acciones Serie A, por un monto total de US\$100,000,000.00, para fondear la Operación.

Estructura de Capital Social de Vista

Al 19 de febrero de 2018, el capital social variable de la Compañía está representado por: (i) 65,000,000 acciones ordinarias nominativas Serie A en circulación, sin valor nominal, registradas en el RNV y listadas en la BMV y (ii) 16,250,000 acciones ordinarias nominativas Serie B en circulación, sin valor nominal registradas en el RNV y listadas en la BMV (de las cuales, 16,118,000 corresponden al Promotor y 132,000 a los miembros independientes del Consejo de Administración). El capital variable es ilimitado. Por otro lado, el capital fijo está representado por dos acciones nominativas ordinarias de la Serie C, sin valor nominal, registradas en el RNV y listadas en la BMV. Para más información respecto de la estructura de capital de Vista, favor de consultar la sección "Estructura de Capital Social de Vista" de la presente declaración.

Cambios Significativos en los Estados Financieros

A la fecha de la presente declaración, no ha habido cambio significativo alguno en los Estados Financieros de la Compañía.

Vista post consumación de la Operación

Por favor referir a la sección “**INFORMACIÓN SOBRE NEGOCIO CONSOLIDADO POSTERIOR A LA CONSUMACIÓN DE LA COMBINACIÓN INICIAL DE NEGOCIOS**”.

Información de Pampa

Denominación de la sociedad

Pampa Energía S.A.

Descripción de la compañía

Pampa es la compañía de energía independiente más grande de Argentina, con operaciones a lo largo de toda la cadena de valor de energía. Actualmente es la mayor compañía integrada de electricidad en ese país, y cuenta con operaciones relevantes en *upstream*, *midstream*, y *downstream*. Pampa tiene una capitalización bursátil de aproximadamente US\$4,800 millones al 16 de febrero de 2018, encontrándose listada en Bolsas y Mercados Argentinos (“ByMA”) y también contando con un American Depositary Receipt (“ADR”) listado en el New York Stock Exchange (“NYSE”). Sus principales operaciones incluyen:

- Generación de electricidad, con 3.7 gigawatts de capacidad instalada (74% térmica y 26% hidroeléctrica), con expansiones programadas de alrededor de 600 megawatts, siendo el segundo independiente más grande del país con una participación de mercado del 10%;
- Transmisión de electricidad, con una participación de co-control en Transener, que opera la mayor red de alta tensión en Argentina, abarcando más de 20 mil km de líneas, con una participación de mercado del 85%;
- Distribución de electricidad, controlando Edenor, la mayor distribuidora de electricidad de Argentina, con aproximadamente 2.9 millones de clientes (participación de mercado de 21%) y cuya área de concesión abarca la zona norte de la Ciudad de Buenos Aires y el noroeste del Gran Buenos Aires;
- Exploración y producción de hidrocarburos, siendo, a finales de 2017, el quinto productor de petróleo y gas más grande en Argentina través de 16 bloques y alrededor de 70 MBoed (68% gas), como así también el independiente más grande de gas no convencional (*tight y shale*) con una participación de mercado del 17%, y contando con un 12% del *gross acreage* de gas no convencional en Vaca Muerta;
- *Midstream*, con una participación co-controlante indirecta en TGS, la mayor transportadora de gas de Argentina, que cuenta con 9,184 mil km en gasoductos y una planta procesadora de líquidos, General Cerri, con una capacidad de producción anual de 1 millón de toneladas; y
- *Downstream*, donde tiene participación en dos refinerías con una capacidad agregada de refinación de 56,000 barriles diarios, como así también en petroquímica donde cuenta con tres plantas que producen y abastecen casi todo el mercado local de estireno, poliestireno, poliestireno biorientado y caucho.

Activos dentro de las Adquisiciones

Estos incluyen (i) 58.88% de participación en PELSA; (ii) 3.85% de participación en las concesiones de explotación Entre Lomas, Bajada del Palo y Agua Amarga; (iii) 100.00% de participación en la concesión de explotación Medanito; y (iv) 100.00% de participación en la concesión de explotación Jagüel.

Evolución de la compañía

Pampa se creó en 2005 para convertirse en un vehículo listado que buscara inversiones en el sector de energía, convirtiéndose entre 2006 y 2017, en la compañía integrada en electricidad más grande en Argentina. Desde entonces, se expandió en otros sectores, incluidos *midstream* en 2011 vía la adquisición de TGS a Ashmore Energy International, y *upstream* vía su *joint venture* con YPF en el Área Rincón del Mangrullo en el año 2013 y su adquisición de Petrobras Argentina por alrededor de US\$1,400 millones completada en el año 2016.

Desde la adquisición de Petrobras Argentina, Pampa ha llevado a cabo ventas de una serie de activos de esta plataforma, incluyendo (i) una participación co-controlante en TGS a un grupo inversor local en el año 2016, y (ii) una serie de activos de *downstream* (incluyendo su red de gasolineras, las refinerías y la planta de lubricantes) a Trafigura, transacción que se estima se consumará durante el año 2018.

Estructura de Capital

Pampa Energía es una sociedad anónima argentina de cotización pública. El 20.8% de su capital social es controlado por el equipo de administración de la compañía (incluyendo a sus fundadores Marcelo Mindlin, Damián Mindlin, Gustavo Mariani y Ricardo Torres), mientras que el restante 79.2% lo mantienen inversores institucionales e individuales de la Argentina a través de las acciones que cotizan en el ByMA, y de EE.UU. y otros países a través de los ADRs que cotizan en el NYSE.

Información de Pluspetrol

Denominación de la sociedad

Pluspetrol Resources Corporation

Descripción de la compañía

Pluspetrol Resources Corporation es integrante del Grupo Pluspetrol que, a través de diversas compañías, se dedica a la exploración y producción de hidrocarburos, con presencia operativa en Angola, Argentina, Bolivia, Colombia, Perú y Venezuela. Si bien la actividad del Grupo Pluspetrol se encuentra fuertemente orientada a la producción y exploración de yacimientos hidrocarburíferos, ha logrado diversificarse en otros sectores de la cadena de valor energética, tanto en *midstream* como en electricidad.

En términos de producción de hidrocarburos, el Grupo Pluspetrol es uno de los grupos privados de mayor presencia en Latinoamérica. A diciembre 2016, el Grupo Pluspetrol contaba con una producción operada total de petróleo y gas de 434MBoed y 789 MMBoe reservas netas probadas. Asimismo, el Grupo Pluspetrol está posicionado como uno de los grupos con mayor participación en *acreage* no convencional de Vaca Muerta con más de 250,000 acres.

El Grupo Pluspetrol tiene una importante presencia en Argentina, contando con un total de 26 concesiones de explotación, y una producción de más de 57.1 MBoed (53% crudo), lo cual representa el 5% de producción de hidrocarburos en ese país. Sus principales yacimientos de hidrocarburos convencionales se encuentran en las cuencas Neuquina y Noroeste. Asimismo, cuenta con más de 250,000 acres en la formación de Vaca Muerta, diversificadas a través de diferentes ventanas de madurez lo cual la posiciona como uno de los actores con mayor superficie concesionada.

El Grupo Pluspetrol está presente en múltiples países de América y en África. Su principal operación internacional se encuentra en Perú, a través de su rol de operador en el consorcio de Camisea, el yacimiento de gas más importante de Latinoamérica, el cual produce el 92% del gas natural de Perú. También tiene operaciones y proyectos exploratorios en las regiones de Junín y Pasco y en el departamento de Loreto, de dicho país.

Activos dentro de las Adquisiciones.

Los activos de Pluspetrol Resources Corporation que forman parte de la Adquisición son: (i) 100% del capital social de APCO Oil & Gas International Inc.; y (ii) 5% del capital social de APCO Argentina S.A. (la participación restante pertenece a APCO International).

Se deja aclarado que los activos del Grupo Pluspetrol en la provincia argentina de Tierra del Fuego, no forman parte de las Adquisiciones.

Evolución de la compañía

El Grupo Pluspetrol se fundó en 1977 y mediante el crecimiento en algunos yacimientos convencionales de Argentina (incluido Centenario y Ramos) luego logró expandirse gradualmente en Latinoamérica (principalmente en Perú) y posteriormente incursionó en África. También ha logrado diversificarse en otros sectores de la cadena de valor energética, tanto en midstream como en downstream.

Estructura de capital

Pluspetrol Resources Corporation es una compañía constituida y existente en las Islas Cayman, 100% de propiedad de Pluspetrol Resources Corporation BV, constituida y existente en Holanda.

CONTEXTO MACROECONÓMICO Y POLÍTICO EN ARGENTINA

Argentina es la tercera economía más grande de América Latina en términos de producto bruto interno ("PBI"), que en el año 2016 y según datos del Banco Mundial, fue de US\$545 mil millones, equivalentes a un PBI per cápita, US\$12,440, en términos nominales. A su vez, es el segundo país más grande de la región en términos de superficie terrestre (y el octavo en el mundo), con un territorio de 2.8 millones de km², y cuenta con una población de alrededor de 44 millones de habitantes y un acceso a aproximadamente 270 millones de habitantes a través del Mercosur, el bloque comercial integrado por Brasil, Uruguay y Paraguay, además de Argentina.

El país cuenta con recursos naturales abundantes. El 53% de su territorio es fértil para la agricultura, una de las razones por las cuales es el mayor exportador de aceite de soja, el segundo mayor productor de soja y limones, y el tercer exportador de maíz, a nivel mundial. También se encuentra, de acuerdo a la EIA, en el cuarto y segundo lugar entre los países con mayores recursos recuperables de petróleo y gas, respectivamente, proveniente de formaciones no convencionales a nivel mundial, mientras que cuenta con recursos significativos para el desarrollo de fuentes de energía renovables (principalmente eólica y solar), como así también recursos minerales y agua.

Argentina cuenta con una clase media educada y con una mano de obra calificada, con un nivel de alfabetismo del 98.1%, y siendo calificada en primer lugar de América Latina en índices reconocidos de capital humano, incluido el "Latin America's Human Capital Index and Know-How Subindex" del Fondo Monetario Internacional ("FMI"). También cuenta con infraestructura de transporte desarrollada, incluido un sistema de rutas y ferrocarriles de más de 35,000 kilómetros, 43 puertos y 54 aeropuertos, que cuentan con planes de mejora y expansión durante los próximos años.

El sistema político argentino es democrático. El actual Presidente de la Nación, Mauricio Macri, fue electo en noviembre de 2015 y asumió el cargo de presidente el 10 de diciembre de 2015. Desde entonces, el gobierno ha implementado una serie de medidas destinadas a impulsar reformas estructurales que apuntalen un buen desempeño macroeconómico al largo plazo, incluyendo reducir el déficit fiscal, eliminar las restricciones a los flujos de capital, normalizar los precios de la energía y el transporte y obtener financiamiento a largo plazo, principalmente a través de los mercados de capitales. Durante sus aproximadamente dos años de gestión, la administración de Macri ha adoptado las siguientes reformas y políticas:

Reformas cambiarias: En diciembre de 2015, poco después de asumir el gobierno, la nueva administración levantó los estrictos controles existentes sobre la moneda, permitiendo la libre flotación del peso argentino. En agosto de 2016, el Banco Central emitió la Comunicación "A" 6037 que modificó sustancialmente el marco legal existente y eliminó una serie de restricciones que impedían el acceso libre al mercado de divisas.

Reformas del Instituto Nacional de Estadísticas y Censos ("INDEC"): En enero de 2016, sobre la base del consenso generalizado de que el INDEC no había logrado generar información estadística confiable, la administración de Macri declaró el sistema estadístico nacional y el INDEC en estado de emergencia administrativa hasta el 31 de diciembre de 2016. Como resultado, el organismo dejó de publicar ciertos datos estadísticos clave hasta que se culminara la reorganización de su estructura técnica y administrativa. En junio de 2016, el INDEC reanudó las publicaciones del Índice de Precios al Consumidor ("IPC"). En noviembre de 2016, el FMI levantó la moción de censura existente sobre Argentina por la calidad de sus estadísticas.

Acuerdo con *holdouts* y política de financiamiento: En febrero de 2016, la nueva administración celebró acuerdos para liquidar la mayoría de los reclamos pendientes con los acreedores de la deuda en default que no habían participado de los canjes llevados a cabo en 2005 y 2010. El 31 de marzo de 2016, el Congreso argentino aprobó la propuesta de acuerdo. El gobierno transfirió US\$9.3 mil millones² a los acreedores litigantes, poniendo fin a más de 15 años de disputas internacionales con tenedores de la deuda argentina, marcando la salida del default y la reapertura a los mercados internacionales. Como consecuencia, y junto con otras medidas

² Ministerio de Finanzas de la República Argentina.

favorables a los mercados, Argentina pudo emitir deuda internacional a tasas de interés históricamente bajas. Además, en junio de 2017, el país emitió un bono de US\$2.8 mil millones a 100 años³, convirtiéndose en la emisión de deuda con vencimiento más largo en la historia del país, mientras que, en enero de 2018, el país emitió una serie de bonos por un total de US\$9 mil millones⁴, a tasas menores del 4% para bonos a 5 años de plazo, un record histórico para bonos argentinos en dólares en el mercado internacional. Por otro lado, esta apertura al mercado resultó en numerosas ofertas públicas iniciales de compañías argentinas en el NYSE, entre las que se destacaron Loma Negra (US\$954 millones⁵), Despegar (US\$332 millones⁶), Banco Supervielle (US\$345 millones⁷), Central Puerto S.A. (US\$330 millones⁸) y Corporación América Airports S.A. (US\$486 millones⁹).

Ley de Sinceramiento Fiscal: En julio de 2016, se aprobó la Ley de Sinceramiento Fiscal (N°27.260) para promover la declaración voluntaria de activos no declarados por parte de residentes argentinos, eximiéndolos del procesamiento por evasión fiscal y condonando los pagos de obligaciones tributarias retroactivas sobre los activos. Dependiendo de los montos sincerados, el tipo de activos, la franja temporal en la que se declararon y el método de pago utilizado, quienes participaron del sinceramiento abonaron un impuesto especial de entre 0% y 15% sobre la cantidad total declarada. En el marco de esta ley, se declararon voluntariamente más de US\$116.8 mil millones¹⁰, convirtiendo al Sinceramiento Fiscal argentino en el más exitoso de la historia mundial.

Reformas del comercio exterior: En diciembre de 2015, la nueva administración eliminó los impuestos a la exportación de maíz, trigo, carne y productos regionales, redujo los aranceles a la exportación de soja y eliminó los aranceles de exportación en la mayoría de las exportaciones industriales y mineras. En diciembre de 2015, el gobierno también estableció un nuevo sistema de administración de importaciones para reemplazar el régimen de licencias, en su mayoría discrecionales. Como resultado, las importaciones y exportaciones crecieron 18.0% y 2.5% respectivamente, entre los primeros tres trimestres de 2015 y 2017.¹¹

Ajustes tarifarios: En respuesta al déficit de energía en Argentina luego de años de subinversión en el sector y al congelamiento tarifario de electricidad y gas natural desde la crisis económica 2001-2002, en diciembre de 2015 la administración de Macri declaró el estado de emergencia con respecto al sistema eléctrico nacional de ese país. El estado de emergencia permitió al gobierno argentino tomar medidas diseñadas para garantizar el suministro de electricidad. Además, la nueva administración ha comenzado a actualizar las tarifas para los servicios de electricidad, transporte, gas y agua. Al corregir los aranceles, modificar el marco regulatorio y reducir la participación del gobierno en el sector, el gobierno tiene como objetivo corregir las distorsiones y estimular la inversión.

Licitaciones de energía renovable: En diciembre de 2015, el Congreso argentino aprobó la Ley de Régimen de Fomento Nacional para el uso de Fuentes Renovables de Energía (Nr. 27.291). Durante 2016 y 2017, se llevaron a cabo 3 programas de licitación de energía (RenovAr 1.0, 1.5 y 2.0), mediante las cuales compañías privadas ofertaron el precio en USD al que estaban dispuestos a vender energía al regulador estatal (CAMMESA), a través de acuerdos de largo plazo (PPAs) de 20 años. Estas subastas tuvieron un importante nivel de participación de inversores extranjeros y nacionales, con un total de energía adjudicada de 4.467 MW a través de 147 proyectos y a un precio promedio ponderado de US\$55/MWh (decreciendo de US\$61/MWh a US\$51/MWh entre la Renovar 1.0 y 2.0), y con una sobre suscripción de más de 4 veces¹².

Política Fiscal: El gobierno de Macri ha tomado medidas para cumplir con las metas de déficit fiscal primario, mediante la reducción el gasto público total como porcentaje del PIB mediante la eliminación de subsidios

³ Ministerio de Finanzas de la República Argentina.

⁴ Ministerio de Finanzas de la República Argentina.

⁵ Prospecto de Emisión publicado el 31 de octubre de 2017. Incluye recaudación neta de US\$79.8 millones de oferta pública local.

⁶ Prospecto de Emisión publicado el 19 de septiembre de 2017.

⁷ Prospecto de Emisión publicado el 12 de septiembre de 2017. Incluye recaudación neta de US\$49.6 millones de oferta pública local.

⁸ Prospecto de Emisión publicado el 5 de Febrero del 2018.

⁹ Prospecto de Emisión publicado el 2 de Febrero del 2018.

¹⁰ Ministerio de Hacienda de la República Argentina.

¹¹ Informe de avance del nivel de actividad del tercer trimestre del 2017 publicado por INDEC.

¹² Ministerio de Energía y Minería de la República Argentina

y la reorganización de otros gastos. En 2016, el gobierno alcanzó la meta de déficit fiscal primario del 4.8% del PIB, en 2017 alcanzó un 3.9% del PIB (superando el objetivo de 4.2%), y se espera que alcance el objetivo de 3.2% en 2018 y el 2.2% en 2019¹³. En noviembre de 2017, el gobierno argentino firmó un histórico pacto fiscal con 23 provincias (excluyendo San Luis), que le proporcionó un marco de apoyo para la aprobación del presupuesto 2018, la distribución federal de recursos, la reducción de impuestos locales distorsivos, la aprobación de la ley de responsabilidad fiscal y la aprobación de un proyecto de ley para actualizar las pensiones y las jubilaciones con base en la inflación.

Corrección de desequilibrios monetarios: En 2016, el gobierno de Macri anunció la adopción de un régimen de metas de inflación en paralelo con el régimen de tipo de cambio flotante. El Banco Central ha incrementado el uso de políticas de estabilización para reducir el exceso de dinero circulante. Como consecuencia, la inflación bajó de niveles récord de 40.3% interanual a diciembre de 2016 a 22.7% interanual a partir de noviembre de 2017¹⁴, y las expectativas apuntan a una declinación continua en 2018, 2019 y 2020 con las metas del Banco Central fijadas en 15%, 10% y 5%, respectivamente¹⁵.

Expansión del crédito: El impulso del gobierno argentino al crédito corporativo y personal ha servido como una herramienta fundamental para el fomento de la inversión y el consumo privado. Además, el desarrollo de créditos hipotecarios a través de la creación de unidades de vivienda ajustadas a inflación (UVAs) ha permitido a los argentinos acceder al financiamiento de viviendas de largo plazo y ha revivido el sector de la construcción. En 2017, el volumen de créditos hipotecarios alcanzó en octubre US\$6.2 mil millones¹⁶, registrando un alza interanual del 88%. A pesar del fuerte crecimiento en el último año, el sector de créditos hipotecarios tiene un alto margen para continuar desarrollándose en Argentina, ya que la penetración de estos créditos sobre el PBI sigue siendo una de las más bajas de la región (por debajo del 1%), muy por detrás de otros países en la región como Chile (24%), Brasil (9%), y Colombia (6%).

Ley de Reforma Previsional: En diciembre de 2017, el Congreso argentino aprobó el proyecto de reforma de pensiones y jubilaciones que cambiará la fórmula con la cual se calculan los beneficios, basándolos principalmente en la inflación en lugar del incremento salarial y las contribuciones impositivas.

Ley de Responsabilidad Fiscal: En diciembre de 2017, el Congreso argentino aprobó la Ley de Responsabilidad Fiscal, cuyo objetivo es congelar el gasto provincial en términos reales, el control del empleo en el sector público y que los servicios de deuda provinciales sean inferiores al 15% de los ingresos corrientes netos de transferencias del gobierno nacional.

Ley de Reforma Tributaria: En diciembre de 2017, el Congreso argentino aprobó el proyecto de Ley de Reforma Tributaria, que introducirá una serie de modificaciones al régimen tributario existente, incluyendo reducciones al impuesto a la renta de las personas jurídicas, y aportes a la seguridad social, entre otros.

Liberalización de los precios del crudo y gas: En enero de 2017, el gobierno acordó con empresas productoras de crudo la gradual eliminación del precio sostén de producción del mercado interno hasta alcanzar la convergencia con precios internacionales antes de 2018. En octubre 2017, dado que los precios internacionales alcanzaron los valores locales, el gobierno eliminó la regulación y los precios del crudo local comenzaron a fluctuar de acuerdo a los movimientos de precios internacionales.

Desarrollo de Vaca Muerta: En enero de 2017, se anunció un acuerdo de colaboración entre el Estado, empresas y sindicatos para impulsar el desarrollo de este yacimiento, que incluyó: (i) el compromiso de las empresas a realizar inversiones por US\$5 mil millones el primer año y US\$15 mil millones los años subsiguientes; (ii) la extensión del Pan Gas, garantizando un precio mínimo a los productores; (iii) la inclusión de mejoras en la

¹³ Ministerio de Hacienda de la República Argentina.

¹⁴ INDEC.

¹⁵ Banco Central de la República Argentina.

¹⁶ Boletín Estadístico del Banco Central de la República Argentina de octubre de 2017. AR\$ convertidos a US\$ al tipo de cambio de cierre del 31 de octubre de 2017 (AR\$17.68/USD).

productividad en los convenios colectivos de los gremios, y (iv) el compromiso del gobierno neuquino de no aumentar los impuestos y mejorar la infraestructura vial. Como consecuencia directa del acuerdo, varias de las compañías más relevantes del sector anunciaron inversiones en Vaca Muerta para los próximos años, entre los cuales se destacan el anuncio en marzo de 2017 de Tecpetrol por una inversión de US\$2,300 millones¹⁷ en los próximos tres años, el acuerdo firmado en julio de 2017 entre YPF, Wintershall, Pan American Energy y Total Austral para la explotación de gas no convencional en el yacimiento, los acuerdos de *joint venture* de YPF con Schlumberger y Statoil en abril y agosto de 2017, respectivamente, y el acuerdo difundido en octubre de 2017 entre YPF y Chevron para invertir conjuntamente US\$500 millones.¹⁸

Plan de Modernización del Estado: En mayo de 2016, la nueva administración lanzó un amplio programa para la modernización del sector público que está llevando a cabo el nuevo Ministerio de Modernización. La iniciativa incluye la transformación de la gestión estatal de sus procesos y sistemas, la inclusión digital mediante el despliegue de una red Wi-Fi nacional gratuita, así como el fomento de una administración del sector público más transparente y ágil.

Como consecuencia directa de la implementación de las reformas y políticas mencionadas, la economía en general y los mercados de capitales han comenzado a mostrar signos de mejora. Luego de una contracción de 2.3% del PBI en 2016, la economía argentina se recuperó en 2017, con una proyección de crecimiento de 2.8%¹⁹, acompañado de una inflación y desempleo decrecientes, junto con un aumento de inversiones (el tercer trimestre de 2017 mostró un crecimiento interanual del 13.9% en la formación bruta de capital fijo, alcanzando el 21.7% del PBI versus el 19% en 2016²⁰). Además, el consenso de los analistas proyecta tasas de crecimiento del PBI de 3.2% y 3.3% en 2018 y 2019.²¹

Asimismo, desde que Macri asumió su mandato en diciembre de 2015, el crédito argentino ha experimentado un sólido desempeño, comprimiendo 99 puntos básicos el riesgo país al 16 de febrero de 2018, medido por el índice EMBI+ (Emerging Markets Bond Index), elaborado por J.P. Morgan. En la misma línea, el mercado de renta variable argentino incrementó un 150% en pesos argentinos y un 92% en dólares estadounidenses²², revalorizando los activos en todos los sectores de la economía.

Todo esto resultó en que, en enero de 2018, la Argentina haya salido de la emergencia económica tras 16 años, dejando atrás una serie de facultades extraordinarias delegadas al poder ejecutivo, como establecer el sistema que fija el tipo de cambio, poder pautar retenciones a la exportación de hidrocarburos, fijar tarifas y renegociar los contratos de servicios públicos, entre otros. Esto significó un paso adicional hacia la institucionalidad.

Por último, en el marco de la normalización de la economía, apertura a los mercados internacionales y fortalecimiento de las instituciones, se espera que en 2018 el mercado de acciones argentinas ingrese al índice de MSCI de países emergentes (actualmente cuenta con estatus de país “frontera”), elaborado por Morgan Stanley, lo que, de concretarse, permitirá que grandes flujos de capital internacionales sean autorizados a invertir en activos locales.

En adelante, se espera que el gobierno continúe avanzando con su agenda de reformas e iniciativas durante 2018. Algunos de los principales temas que el gobierno intentará abordar en los próximos meses incluyen:

Participaciones Público-Privadas (“PPP”): En noviembre de 2017, el Ministerio de Hacienda lanzó el plan PPP, cuyo marco legal se estableció con una ley aprobada en diciembre de 2016 que regula los aspectos esenciales de los contratos de asociación público-privada y reduce las barreras a la inversión extranjera en obra pública. El programa abarcará una inversión total de aproximadamente US\$26 mil millones²³ en 60 proyectos hasta

¹⁷ Página web de Tecpetrol.

¹⁸ Agencia Telam.

¹⁹ De acuerdo a las proyecciones de diciembre 2017 elaboradas por el Fondo Monetario Internacional.

²⁰ INDEC al 30 de septiembre de 2017.

²¹ Factset al 16 de febrero de 2018.

²² Factset desde el 17 de diciembre de 2015 hasta el 16 de febrero de 2017, dado que el tipo de cambio fue liberado el 17 de Diciembre de 2015.

²³ Ministerio de Hacienda de la República Argentina.

mediados de 2021, en los sectores de transporte, comunicaciones, tecnología, energía, minería, educación, salud, justicia, saneamiento de agua y vivienda.

Proyecto de Ley de Reforma del Mercado de Capitales: En noviembre de 2017, la Cámara de Diputados dio su aprobación preliminar al proyecto de ley de la reforma del Mercado de Capitales, y fue enviado al Senado para su aprobación en 2018. La ley prevé la enmienda y actualización de la Ley de Mercado de Capitales Argentinos, la Ley de Fondos Mutuos y la Ley de Obligaciones Negociables Argentinas, entre otras. Además, el proyecto de ley prevé la modificación de ciertas disposiciones fiscales, regulaciones relacionadas con derivados financieros y la promoción de un programa de inclusión financiera.

Acuerdos de cooperación entre el gobierno, sindicatos y cámaras empresarias: Con el objeto de impulsar reglas claras tanto para las empresas como para los trabajadores, fomentando la inversión y el crecimiento, el gobierno ha estado promoviendo acuerdos entre el Estado, gremios, y cámaras empresarias en diversas industrias: en enero de 2017, se firmó un acuerdo para el desarrollo de Vaca Muerta como se menciona anteriormente; en marzo y septiembre de 2017 se firmaron acuerdos con sindicatos y empresas autopartistas y motopartistas, respectivamente para la mejora en la competitividad de los sectores; en octubre de 2017 se firmó un acuerdo para la producción y el empleo en el sector lácteo, y en el mismo mes se firmó un acuerdo sectorial para mejorar la integración local y el empleo en el sector de energías renovables.

Políticas para la implementación en la economía global: En junio de 2016, los representantes del G-20 aprobaron por unanimidad la presidencia argentina del Grupo para el 2018. Así, Argentina se convirtió en el primer país sudamericano en presidir el grupo G-20 de las economías más grandes del mundo, ofreciendo una oportunidad extraordinaria para que el gobierno profundice la integración del país a la comunidad internacional. Por otra parte, con el objeto de afianzar lazos comerciales internacionales, Argentina, junto con Brasil, ha sido el principal impulsor de un potencial acuerdo de libre comercio entre el Mercosur y la Unión Europea.

En cuanto al marco político, las elecciones legislativas de medio término se llevaron a cabo en octubre de 2017, con la renovación del 33.3% del Senado y de aproximadamente el 50% de la Cámara de Diputados. La coalición gobernante Cambiemos obtuvo un triunfo contundente a lo largo del país, consolidando una fuerte presencia nacional, con victorias en 13 de las 24 provincias, sumando 4 distritos respecto de las elecciones presidenciales de 2015, e incluyendo los 5 distritos electorales más poblados que concentran aproximadamente 2/3 del electorado nacional (provincia de Buenos Aires, Córdoba, Santa Fe, Ciudad Autónoma de Buenos Aires y Mendoza). A nivel nacional, el oficialismo obtuvo el 40% de los sufragios, implicando una mejora del 6% con respecto a la primera vuelta de las elecciones presidenciales en 2015²⁴.

²⁴ Página oficial de resultados electorales de la República Argentina.

DESCRIPCIÓN DEL SECTOR DE PETRÓLEO Y GAS EN ARGENTINA

Panorama General

i. *Sector de Exploración y Producción:*

Argentina es el segundo mayor productor de gas natural y el cuarto productor de crudo en América del Sur. El país cuenta con cinco cuencas productoras de petróleo y gas (Neuquina, Golfo de San Jorge, Cuyana, Noroeste y Magallanes Austral) con numerosas oportunidades de exploración y desarrollo convencional y no convencional (véase **Figura 9**).

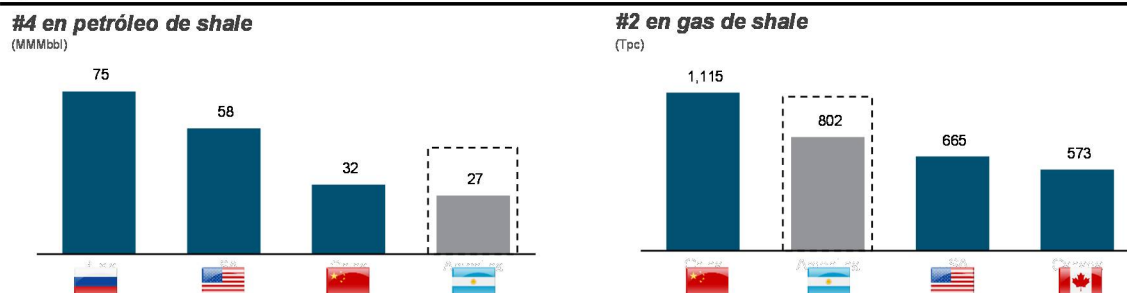


Fuente: Wood Mackenzie.

Figura 9 – Argentina y sus cuencas productivas

El país se encuentra en el cuarto y en el segundo lugar de los países con mayores recursos recuperables de petróleo y gas proveniente de formaciones no convencionales a nivel mundial, respectivamente, según datos de la EIA (véase **Figura 10**)

Argentina está clasificada globalmente por su potencial de shale



Fuente: EIA

Figura 10 – Recursos no convencionales de petróleo y gas en Argentina

Entre los años 2002 y 2012, el país experimentó un período de subinversión en el sector de petróleo y gas, lo que ha provocado la disminución tanto de reservas como de producción, convirtiéndolo en un importador neto de petróleo, gas natural y/o GNL, iniciando en el 2008.

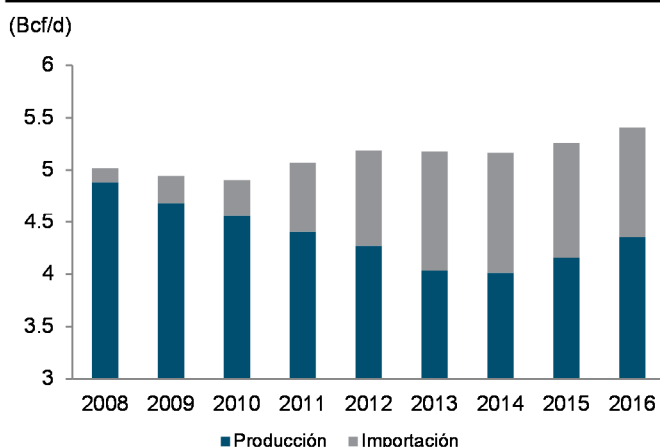
Desde el año 2012, Argentina inició una serie de mejoras graduales en su marco regulatorio con objeto de promover la inversión extranjera, incentivar la inversión en exploración y explotación de hidrocarburos de las principales formaciones no convencionales, y comenzar a reducir el peso de las importaciones de energía para ser reemplazadas por producción doméstica. Estos cambios incluyeron medidas para ajustar por inflación los precios domésticos del crudo y sus productos derivados, establecer un subsidio para incentivar la producción de gas, extender los términos de las concesiones y unificar las regalías en todas las provincias (favor de referirse a la sección 2.11 “*Marco Regulatorio del Petróleo y Gas en la República Argentina*”). Más recientemente, el gobierno argentino, el sindicato petrolero de la Provincia Neuquén y las compañías interesadas en Vaca Muerta lograron un acuerdo alrededor de una adenda al convenio colectivo para la actividad no convencional en la cuenca Neuquina con el fin de optimizar costos y promover inversiones y la creación de empleos.

Adicionalmente, el Gobierno argentino ha tomado medidas para continuar mejorando el ambiente general de negocios en el país, tales como el levantamiento de controles de divisas y capital, la reducción en las restricciones a las importaciones o el acuerdo al que se ha llegado con los acreedores del país para terminar con litigios generados tras el incumplimiento en el pago de la deuda del año 2001 (favor de referirse a la sección “*Contexto macroeconómico y político en Argentina*”).

La conjunción de estas mejoras han tornado más atractivas las inversiones en el sector energético de Argentina desde el 2012, resultando en anuncios de inversiones por más de US\$4 mil millones a través de operadores internacionales reconocidos como Chevron, Petronas, Dow Chemical, Schlumberger y Statoil, entre otros.

En el país se han identificado varias formaciones no convencionales en áreas maduras con una larga historia de producción convencional, especialmente en la cuenca Neuquina, donde las formaciones de *shale* y ‘*tight*’ fueron clave para revertir el declive en la producción de gas para ubicar a Argentina nuevamente en una trayectoria de crecimiento de producción y reservas de gas natural entre 2014 y 2016 (véase **Figura 11**).

Oferta de gas natural



Fuente: Ministerio de Energía, IAPG.

Figura 11 – Producción e importación de gas natural en Argentina

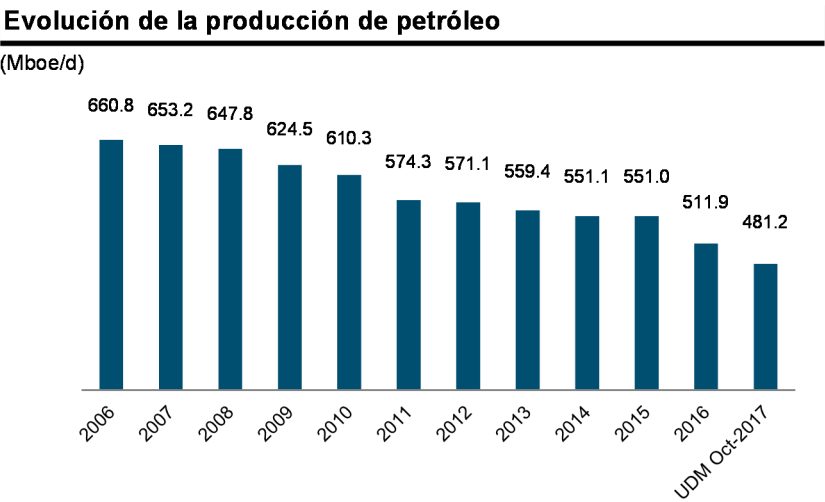
La cuenca Neuquina abarca casi 115,000 km² y cuenta con descubrimientos de más de 13.0 Bnboe de recursos convencionales potencialmente recuperables, donde un porcentaje importante de los mismos restan por

ser producidos. Se encuentran múltiples formaciones convencionales y no convencionales en la cuenca Neuquina, lo cual le otorga a los operadores variadas oportunidades potenciales de agregado de valor.

La explotación de hidrocarburos no convencionales es una oportunidad muy atractiva dada también la disponibilidad de servicios de campo, infraestructura, agua y recursos humanos, la cual reduce los requerimientos de capital y el riesgo de ejecución. Esta oportunidad podrá atender una amplia demanda insatisfecha de gas natural, que actualmente está siendo cubierta a través de grandes volúmenes de gas natural importado de Bolivia y de gas natural licuado, importados a precios relativamente altos. Asimismo, el impacto económico que el desarrollo de los recursos no convencionales ha tenido en la cuenca Neuquina contribuyó a la aceptación del público en general y el otorgamiento de la licencia social necesaria para el desarrollo de este tipo de recursos.

Petróleo

Durante los últimos doce meses finalizados en octubre de 2017, la producción de crudo alcanzó 481.2 Mboed, implicando una reducción de 6% respecto al 2016 y de 27% respecto al 2006 (véase **Figura 12**).



Fuente: Ministerio de Energía y Minería de Argentina.

Figura 12 – Producción de crudo en Argentina

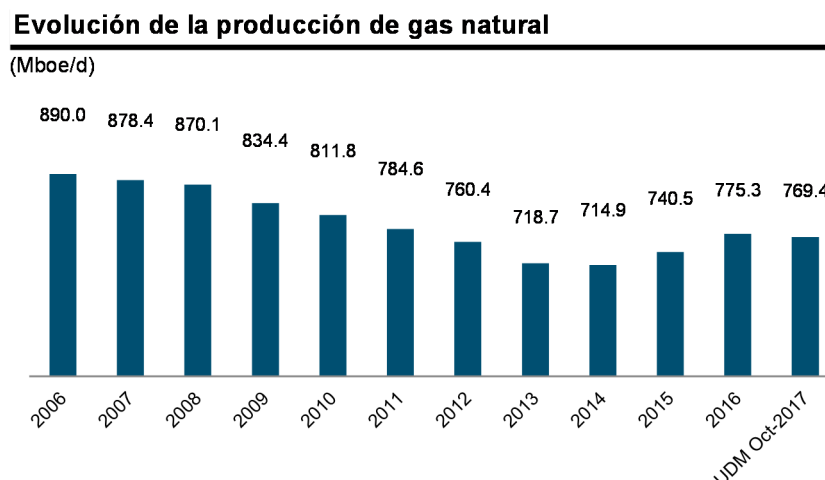
El principal productor de crudo en 2016 fue YPF con una participación del 44.7%, seguido por Pan American Energy (19.4%), Pluspetrol (6.3%), Sinopec Argentina (5.6%), Tecpetrol (3.0%), Compañías Asociadas Petroleras S.A. (CAPSA) (2.3%), Chevron (2.3%), Petrobras Argentina (2.2%) y Petrolera Entre Lomas (PELSA) (2.0%)²⁵.

Las reservas probadas de crudo a 2016 totalizaron 2 Bnboe, implicando una caída de 9.5% respecto a 2015 y un declive de 8.0% durante los últimos cinco años. La cuenca con mayor participación en las reservas probadas de crudo es la cuenca del Golfo San Jorge con 68%, seguida por Neuquina (22%), Cuyana (5%), Austral (3%) y Noroeste (2%).

²⁵ Se tomaron en cuenta aquellas compañías cuya producción representó un 2% o más del total producido en 2016.

Gas natural

Durante los últimos doce meses finalizados en octubre de 2017, la producción de gas natural alcanzó 769.4 Mboed, manteniéndose estable respecto a 2016, mientras que desde 2006 se redujo en un 13.6% (véase **Figura 13**).



Fuente: Ministerio de Energía y Minería de Argentina.

Figura 13 – Producción de gas natural en Argentina

El principal productor de gas natural en 2016 fue YPF con una participación del 31.2%, seguido por Total Austral (27.1%), Pan American Energy (12.8%), Petrobras Argentina (5.7%), Tecpetrol (2.9%), YSUR Energía Argentina (2.8%), Pluspetrol (2.6%) y Compañía General de Combustibles (2.2%).⁵

Las reservas probadas de gas natural en 2016 alcanzaron 2.1Bnboe, implicando una reducción de 4.0% respecto al año anterior y una variación total de +6.6% durante los últimos cinco años. La cuenca con mayor concentración de reservas probadas de gas natural es la cuenca Neuquina con 46%, seguida por la Austral (34%), Golfo San Jorge (14%) y Noroeste (6%).

Principales operadores del sector (Tabla 14)



	(1)	(2)	(3)					
Petróleo								
Producción								
LTM Sept-17(Mboed)	224.9	96.9	30.6	19.8	12.6	9.6	25.8	8.8
% del total	46.6%	20.1%	6.3%	4.1%	2.6%	2.0%	5.3%	1.8%
Reservas 1P 2016 (MMboe)	469	987	83	49	47	27	94	46
Gas Natural								
Producción								
LTM Sept-17(Mboed)	283.7	95.9	29.3	39.8	24.8	3.5	13.3	206.2
% del total	36.9%	12.5%	3.8%	5.2%	3.2%	0.5%	1.7%	26.8%
Reservas 1P 2016 (MMboe)	536	379	53	53	49	22	22	749

(1) Incluye YPF S.A., Yacimientos del Sur Petrolera Argentina y Yacimientos del Sur Energía Argentina.
(2) Incluye Pluspetrol Energy S.A., Pluspetrol S.A. y APCO Oil and Gas International Inc.
(3) Incluye Pampa Energía S.A., Petrolera Pampa S.A., Petrolera Entre Lomas S.A. y Petrobras Argentina S.A.

Fuente: ME&M, presentaciones de compañías.
Nota: Las reservas de cada compañía se calcularon sobre concesiones operadas
Tabla 14 – Principales operadores del sector

Calidad del crudo

Argentina produce predominantemente petróleo mediano en la cuenca del Golfo San Jorge y petróleo liviano en la cuenca Neuquina. Los principales tipos de petróleo mediano producidos en la cuenca del Golfo San Jorge son petróleo tipo "Crudo Escalante", con aproximadamente 23° API, y petróleo tipo "Crudo Cañadón Seco" con aproximadamente 26° API. El producido en la cuenca Neuquina se denomina "Crudo Medanita", con aproximadamente 32° API.

Históricamente el país exportó parte de su petróleo pesado mientras importaba petróleo liviano para ajustar la mezcla de materia prima para sus refinерías. La reciente readecuación de la refinерía de YPF en La Plata y la refinерía Axion en Campana permitió incrementar el porcentaje de crudo mediano de la cuenca del Golfo San Jorge procesado en dichas refinерías.

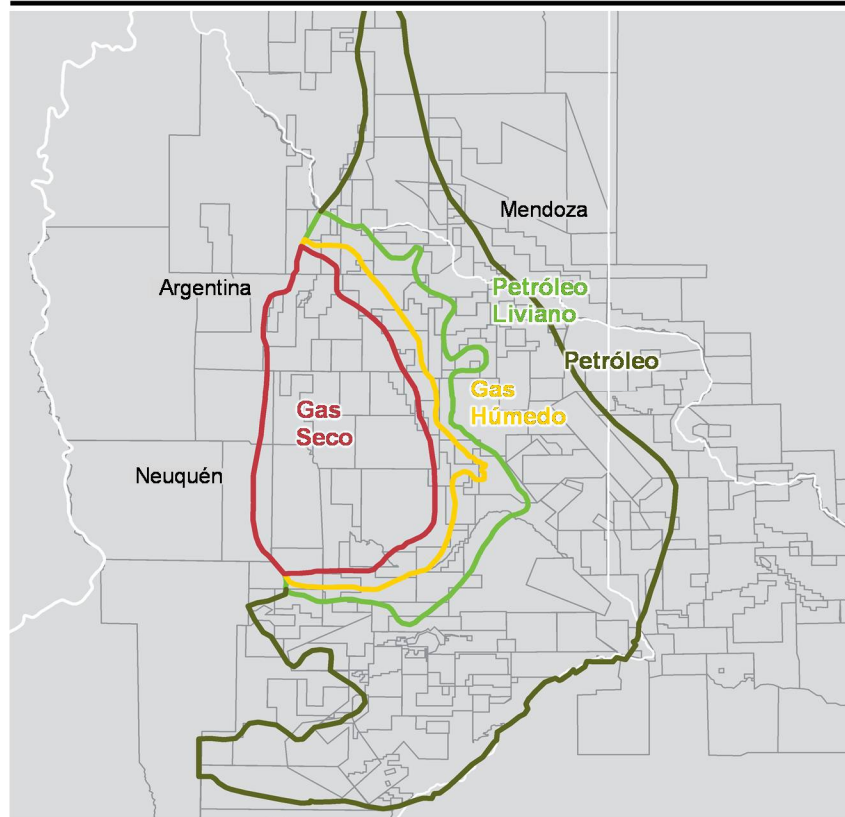
El crudo producido de la formación Vaca Muerta es aún más liviano que el extraído habitualmente en la cuenca Neuquina, lo que lo hace un crudo muy atractivo para el sector de refinación. Se espera entonces que este sea el crudo que reemplace gradualmente los volúmenes de crudo liviano actualmente importados.

Vaca Muerta

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.

A continuación en la **Figura 14** se muestran las ventanas de hidrocarburo de la formación Vaca Muerta:

Ventanas de hidrocarburos formación de Vaca Muerta



Fuente: Wood Mackenzie.

Figura 14 – Ventanas de hidrocarburo de la formación Vaca Muerta

Vaca Muerta exhibe propiedades geológicas similares, o incluso mejores, que varias de las formaciones de *shale* más exitosas en Estados Unidos. La siguiente **Tabla 15** compara las características geológicas de Vaca Muerta con las formaciones de *shale* más importantes de Estados Unidos.

Características de Vaca Muerta

	Vaca Muerta	Wolfcamp (Permian)	Eagle Ford
Área bruta* (acres)	~9,724,000	~8,617,000	~13,390,000
Contenido orgánico total promedio (%)	2.55	5.5	4.5
Espesor neto promedio (metros)	30 - 450	172	41
Gradiente de presión promedio (psi/pie)	0.82	0.48	0.8
Producción 2016 (Mboed)	52	1,130	1,624

* Área bruta puede incluir superficie no prospectiva

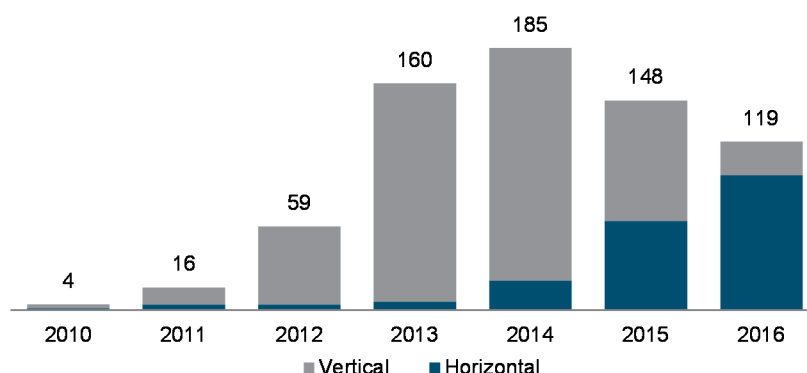
Fuente: Wood Mackenzie; EIA

Tabla 15 – Propiedades geológicas de Vaca Muerta

Uno de los elementos más críticos para la creación de valor en el desarrollo de una formación de *shale* es el costo del pozo. El aumento en la eficiencia de perforación y terminación de los pozos horizontales en Vaca Muerta ha tenido resultados sumamente alentadores (véase 15).

Cambio a perforación horizontal

(Número de pozos)



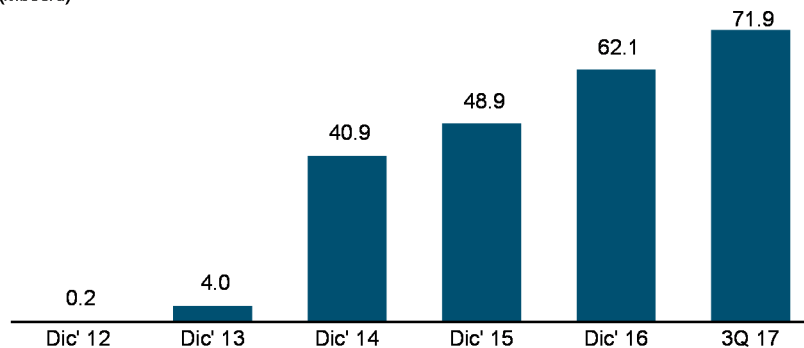
Fuente: ME&M

Figura 15 – Número de pozos verticales y horizontales en Vaca Muerta

Se estima que la producción de Vaca Muerta alcance una tasa promedio de 78.4 Mboed en diciembre de 2017, derivado principalmente del desarrollo propenso a petróleo de YPF en Loma Campana (en asociación con Chevron), el desarrollo La Amarga Chica (en asociación con Petronas) y el desarrollo propenso a gas en El Orejano (en asociación con Dow Chemical). Este nivel de producción posiciona a Vaca Muerta como la formación de shale comercial más grande fuera de Norteamérica (véase Figura 16).

Producción bruta de petróleo y gas shale

(Mboe/d)

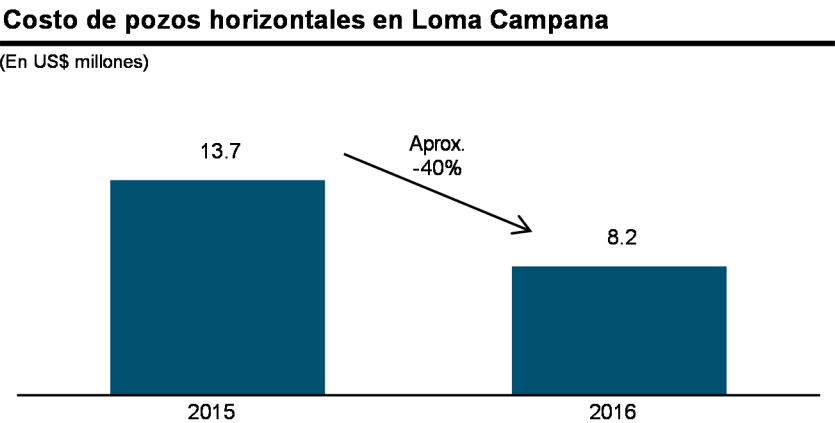


Fuente: ME&M, concesiones productoras de *shale* y petróleo (Loma Campana, El Orejano, La Amarga Chica, Nambueña, Bajo del Toro y Bajada de Añelo).

Figura 16 – Evolución de producción en Vaca Muerta

De acuerdo a información publicada por YPF, esta misma alcanzó una reducción en el costo pozo con rama horizontal de 1,500 metros perforado en Loma Campana de aproximadamente 40%, pasando de US\$13.7 millones

en 2015 a US\$8.2 al final del año 2016, reduciendo significativamente la brecha con los desarrollos comparables en Estados Unidos (véase **Figura 17**).



Fuente: 20F de YPF para 2016.

Figura 17 – Evolución del costo de pozo (rama horizontal de 1,500 metros)

En el último año, la mayoría de las operadoras, incluida YPF, comenzaron a perforar pozos con ramas horizontales de mayor extensión logrando una mayor eficiencia y una consecuente reducción en los costos unitarios de perforación (véase **Figura 18**).

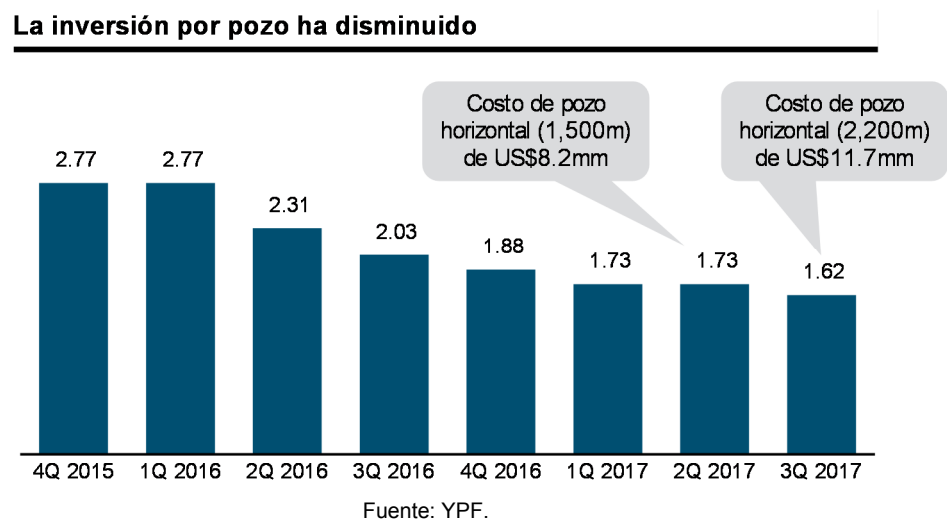


Figura 18 – Evolución de costos de perforación en Vaca Muerta

De conformidad con Wood Mackenzie, la planificación estandarizada de pozos y la gestión de pozos adaptada a las características de Vaca Muerta, junto con la incorporación de la tecnología de vanguardia, han permitido a Vaca Muerta alcanzar niveles de productividad comparables a los observados en las principales cuencas de los Estados Unidos (véase **Figura 19**).

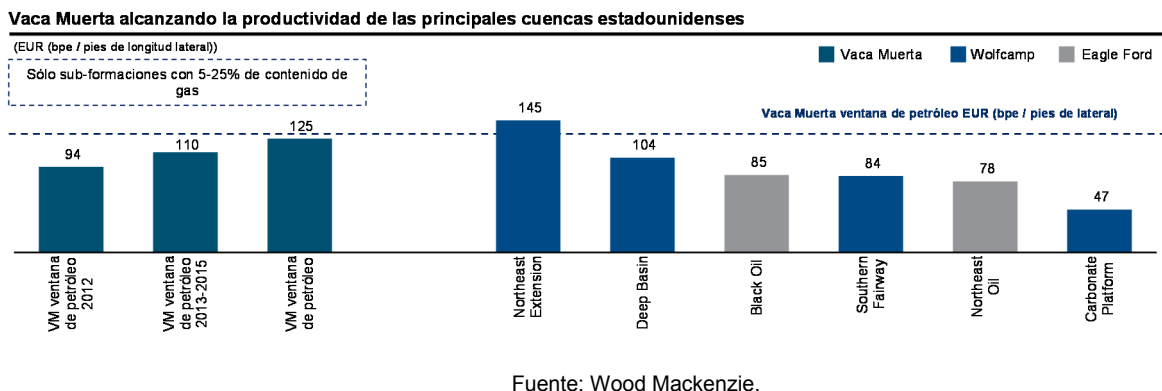


Figura 19 – Productividad de Vaca Muerta en comparación con cuencas de Estados Unidos

Con un costo de aproximadamente US\$8 millones por un pozo con rama horizontal de 1,500 metros, el desarrollo de ciertas áreas de Vaca Muerta es económico (definido como un 10% de tasa interna de retorno) aún a precios de petróleo aproximadamente de US\$40 por barril. El Precio de Equilibrio por barril es aún menor cuando se perforan pozos con laterales de 2,000 metros horizontales, lo cual resulta en mejores retornos. (véase **Figura 20**).

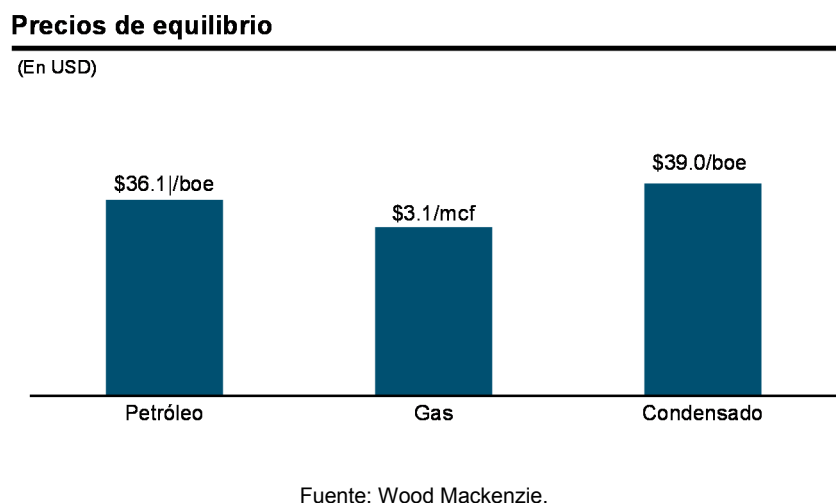
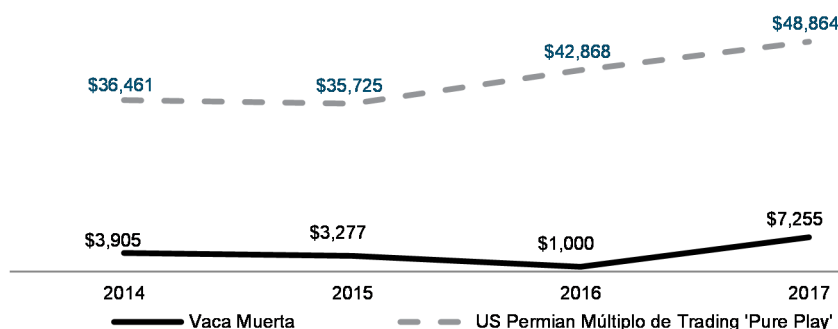


Figura 20 – Precios de equilibrio en Vaca Muerta

El costo de adquisición de *acreage* de Vaca Muerta sigue siendo considerablemente más bajo comparado con aquel en Estados Unidos. Sin embargo, este costo ha comenzado a incrementarse en el último año en respuesta a los recientes cambios regulatorios y económicos favorables en Argentina, y a los resultados alentadores que se han logrado en la formación Vaca Muerta (véase **Figura 21**).

Diferencial entre los costos de adquisición de Vaca Muerta y Permian

(Precio promedio ajustado en US\$/acres netos)



Fuente: Reportes públicos y comunicados de prensa.

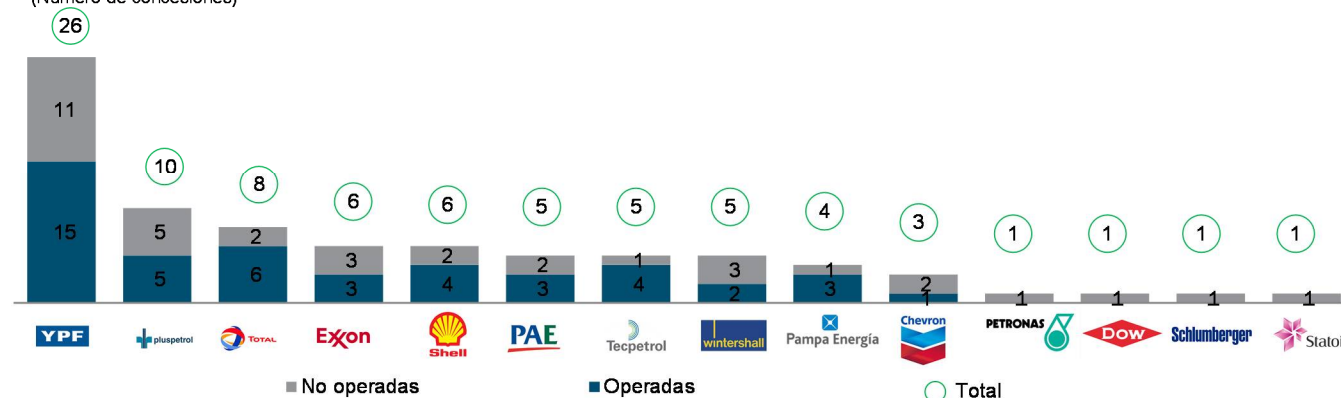
Nota: Permian ajustado por el valor de producción a \$35,000 / Boe/d. Compañías del Permian 'Pure Play': Concho, Diamondback, Parsley Energy, and RSP Permian; múltiplo de trading representa el promedio anual del 'Enterprise Value' / acres permianas netas anuales.

Figura 21 – Múltiplos de acreage de Vaca Muerta contra Permian

Aproximadamente el 90% de la superficie prospectiva en Vaca Muerta está concentrada entre 12 operadores (véase **Figura 22**). La mayoría de las concesiones se encuentra dentro del rango de los 30,000 a 100,000 acres, lo cual es mayor al tamaño promedio de aquellas en Estados Unidos. Los términos fiscales también son competitivos en comparación con Estados Unidos, con concesiones no convencionales de 35 años y regalías fijas de 12%, traducándose en aportaciones totales al gobierno de aproximadamente un 50% de acuerdo a información de Wood Mackenzie ²⁶.

Concesiones operadas y no operadas en Vaca Muerta

(Número de concesiones)



Fuente: Wood Mackenzie.

(*) Información a febrero 16 de 2018. Refleja las concesiones y permisos de exploración que incluyen la superficie cubierta por la formación Vaca Muerta, puede incluir la superficie que es comercialmente inviable.

Nota: Propietarios privados selectos de acres en Vaca Muerta, no incluye GyP de Neuquén.

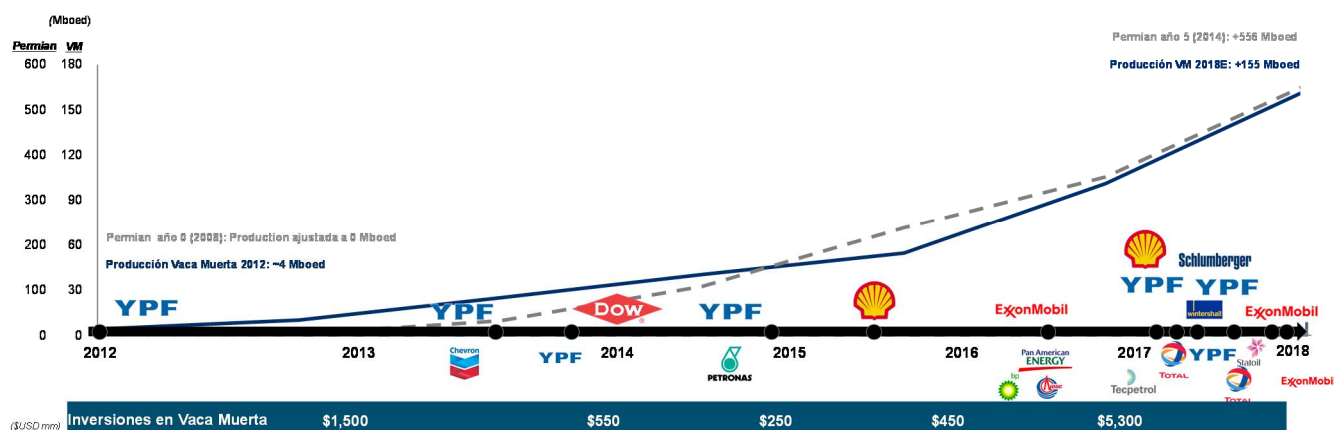
Figura 22 – Operadores en Vaca Muerta

²⁶ Wood Mackenzie.

El tamaño considerable de las áreas de concesión proporciona oportunidades de *farm-in* significativas. La mayoría de los tenedores de superficie de Vaca Muerta están buscando asociaciones para atraer capital de crecimiento y mejores prácticas técnicas. Vaca Muerta ya ha atraído a varias compañías internacionales de E&P a Argentina. Entre 2013 y 2015, YPF llevó a cabo múltiples asociaciones enfocadas en *shale* con Chevron (firmaron acuerdo valorado en US\$1,400 millones), Petronas (firmaron acuerdo valorado en US\$550 millones) y Dow Chemical (firmaron acuerdo valorado en US\$500 millones). Más recientemente, en 2017, YPF también anunció acuerdos de *joint venture* con Shell (firmaron acuerdo valorado en US\$300 millones), Schlumberger SPM (firmaron acuerdo valorado en US\$390 millones), Wintershall/Pan American Energy/Total (firmaron acuerdo valorado en US\$1,150 millones) y con Statoil (firmaron acuerdo valorado en US\$300 millones). Además, otras empresas nacionales e internacionales han anunciado ambiciosos proyectos de delineación y desarrollo de Vaca Muerta que están en su fase inicial de implementación. Esta incluyen Tecpetrol (inversión inicial de US\$2,300 millones) y Exxon, a través de su subsidiaria XTO (inversión inicial de US\$200 millones) y Total (inversión inicial US\$500 millones).

Cabe mencionar que Vaca Muerta está en una etapa relativamente temprana en su desarrollo en comparación a los *shale plays* de los Estados Unidos y Canadá (véase **Figura 23**)

La cuenca Permian es un buen análogo para Vaca Muerta, con características geológicas similares y una larga historia de desarrollo convencional de hidrocarburos. Sin embargo, los operadores todavía no han llegado a perforar mil pozos horizontales en Vaca Muerta comparado con más de 12,200 en el Permian²⁷. La madurez de la formación se refleja en los precios de *acreage* pagados recientemente, los cuales todavía están por debajo de un 30% de su valor intrínseco. Se espera que Vaca Muerta llegue a tener una trayectoria de crecimiento parecido a la de la cuenca Permian u otros *shale plays* de los EE.UU. en los próximos años. Las crecientes inversiones en Vaca Muerta por parte de múltiples operadores internacionales tienen un correlato similar con el desarrollo de la cuenca Permian desde 2008, que le permitieron posicionarse como uno de los yacimientos de *shale* más prolíficos del mundo.



Nota: Inversiones anunciadas

Fuente: Wall Street Research, reportes de las compañías, artículos de prensa, Texas Railroad Commission, y Wood Mackenzie

Figura 23 – Evolución de Vaca Muerta contra Permian

Asimismo, la formación de Vaca Muerta se está volviendo cada vez más interesante para las inversiones tras las importantes reducciones en los costos de los pozos y las mejoras en las tasas de producción de los mismos, así como las nuevas iniciativas de macro-normalización de Argentina, incluyendo los recientes ajustes al marco regulatorio de exploración y producción de hidrocarburos. La escala y calidad de Vaca Muerta, así como la disponibilidad de potenciales oportunidades de adquisición a costos de adquisición relativamente competitivos

²⁷ IHS

(inferiores a los análogos de Estados Unidos), convierten a Vaca Muerta en una atractiva oportunidad de mercado ajustada por riesgo.

ii. Sector de servicios de petróleo y gas

Luego del crecimiento en actividad durante el período 2012-2015, cuando se alcanzó un pico de 105 equipos de perforación activa en Argentina, y la caída evidenciada a partir de la baja en el precio del petróleo, la actividad petrolera en Argentina se encuentra nuevamente creciendo empujada por el repunte de actividad durante el último año, especialmente en el desarrollo de los recursos no convencionales en la formación Vaca Muerta en la cuenca Neuquina. En el último año, la actividad de perforación se incrementó a 79 equipos de perforación activos en diciembre de 2017 desde el piso de 69 equipos promedio alcanzado en 2016. La cantidad de equipos de perforación en Argentina representa el 36% del total en América Latina. De la totalidad de los equipos de perforación en funcionamiento, cerca del 80% están destinados a la perforación de crudo mientras que el restante 20% se encuentran abocados a la perforación de gas²⁸.

Después de 2012, el fuerte impulso a la actividad de desarrollo no convencional generó una demanda incremental de servicios que impulsó una importante incorporación de equipamiento / tecnología por parte de las empresas de servicio. Se estima que la inversión total en actualización tecnológica y ampliación de capacidad de servicios entre 2012 y 2016 fue cercana a los US\$3,000 millones. Durante ese mismo período se duplicó la cantidad de equipos de perforación y de fractura para la actividad no convencional. Este incremento en la capacidad instalada está permitiendo que hoy haya oferta de servicios para el desarrollo de las formaciones no convencionales, y que la competencia entre diversas empresas de servicio haya generado un mercado activo y dinámico de servicios.

Entre las principales compañías de servicios especiales que operan en el país, se destacan Schlumberger, Halliburton, Baker Hughes, Weatherford y Servicios Especiales San Antonio. Entre las principales compañías de equipos de torre para la perforación de pozos se destacan H&P, Nabors, Ensign, San Antonio International y DLS.

iii. Sector midstream

El sector de *midstream* en Argentina cuenta una red de oleoductos de aproximadamente 6,300km (de los cuales 2,250km están dedicados exclusivamente al crudo y otros 4.100km de poliductos) y una red de gasoductos local de más de 30,000km.

²⁸ Baker Hughes.

El sistema nacional de transporte y distribución de petróleo y derivados se completa con camiones tanque o cisterna que trasladan los combustibles desde las terminales ubicadas a largo de la red de poliductos, los puertos o las refinerías hasta los puntos de consumo, especialmente gasolineras y plantas industriales. La distancia media de transporte automotor de combustibles se sitúa en el orden de los 250 kilómetros, en tanto casi nunca se superan los 800 km.

a) Transporte de Gas

En cuanto al transporte de gas natural, Argentina tiene más de 30,000 kilómetros de gasoductos troncales y secundarios. Los gasoductos de alta presión se dividen en cinco redes: una línea principal desde el norte, tres desde el oeste y una desde el sur, todas las cuales se conectan con la Provincia de Buenos Aires.

Hay dos compañías transportadoras de gas en Argentina que abastecen a los distribuidores de gas, son: TGN y TGS.

TGN, con un sistema de 6,806 km de gasoductos, presta el servicio de transporte de gas natural por gasoductos de alta presión en el centro y norte de Argentina. A través de sus dos gasoductos troncales, el “Norte” y el “Centro Oeste”, TGN abastece a ocho de las nueve distribuidoras de gas y a numerosas generadoras eléctricas e industrias ubicadas en quince provincias argentinas. El sistema de TGN se conecta a los gasoductos “GasAndes” y “Norandino” para el transporte de gas al centro y norte de Chile, al gasoducto “Enterrriano”, que transporta gas a la Provincia de Entre Ríos y al litoral uruguayo, al gasoducto de Transportadora de Gas del Mercosur S.A. y al “Gasoducto del Noreste”. TGN es propiedad de Gasinvest (56.4%), Southern Cone Energy Holding Co. (23.6%) y el remanente flota en ByMA.

TGS es la mayor transportadora de gas de Argentina, transportando más del 50% del gas consumido en el país, a través de una red de 9,183 km de gasoductos. Opera los gasoductos Neuba I y Neuba II, dos de los tres principales gasoductos que transportan gas desde las cuencas Neuquina y Cuyana a Buenos Aires. Neuba II nace en la planta de tratamiento de gas Loma la Lata y Neuba I un poco más al sur. Las líneas corren paralelas hasta la planta de tratamiento de gas Bahía Blanca. TGS también opera el Gasoducto San Martín, la línea troncal principal que transporta gas desde la cuenca Austral en el sur hasta Buenos Aires. Asimismo, es uno de los principales productores y comercializadores de líquidos en el Complejo Cerri, donde obtiene etano, propano, butano y gasolina natural que vende al mercado local y externo. TGS es controlada por Compañía de Inversiones de Energía SA (CIESA), que tiene una participación de 51%. El 23.1% es propiedad de Anses, el ente descentralizado de la administración pública nacional que administra el sistema de pensión de Argentina, y el porcentaje restante flota en ByMA y en NYSE.

iv. Sector de refinación

La Argentina cuenta con nueve refinerías de petróleo distribuidas en cinco provincias (Buenos Aires, Santa Fe, Mendoza, Neuquén y Salta), que proveen una capacidad de refinación total de 666Mbld (véase **Figura 25**).

El 67% de la capacidad doméstica de procesamiento de crudo es provisto por las tres principales compañías del sector (YPF, Shell y Axion Energy); por otro lado, las refinerías adicionales no tienen la escala suficiente ni cuentan con la capacidad de producir los destilados apropiados para satisfacer la creciente demanda de combustible en el país.

Operador									
Refinería	La Plata	Dock Sud	Lujan de Cuyo	Campana	San Lorenzo	Ricardo Elicabe	Campo Duran	Plaza Huincul	Dock Sud
Capacidad instalada (Mbbl/d)	209	109	111	92	48	31	34	26	6

Fuente: Wood MacKenzie.

Figura 25 – Refinerías en Argentina

La imposición de tarifas de exportación y controles sobre los precios de la gasolina y el diésel llevada a cabo por el anterior gobierno desde 2004, implicó una disminución de inversiones en el sector de refinación local y en consecuencia un estancamiento en la producción, mientras que el consumo continuó creciendo. En consecuencia, desde 2013, el consumo de productos derivados del petróleo superó la producción de crudo y la capacidad de refinación.

En mayo de 2016, el ME&M, a través de la Secretaria de Recursos Hidrocarbúrferos, publicó la resolución 5/2016 fijando estrictos estándares de calidad que deben cumplir los combustibles que se comercializan para consumo en el Territorio Nacional. Entre otros puntos, la resolución fija que el contenido máximo de azufre para la nafta para grado tres y grado dos tendrá que cumplir con estándares internacionales (10 mg/kg en 2019 para el grado 3 y 50 mg/kg en 2022 para el grado 2). La adecuación a estas especificaciones implicará costosas inversiones para las refinadoras en los próximos años. En 2017, el gobierno de Macri dispuso el fin de la ley de la emergencia económica y de los subsidios a la producción de hidrocarburos, finalizando entonces con las tarifas de exportación y controles sobre precios. Asimismo, en ese mismo año la capacidad total de procesamiento de las refinerías se aumentó en 20kb/d como resultado de la ampliación de la planta de Axion Energy en Campana.

Marco Regulatorio del Petróleo y Gas en la República Argentina

Introducción al mercado hidrocarbúrfero – Desregulación del mercado

Hasta comienzos de la década de 1990, el Gobierno Argentino dirigía la mayoría de las actividades hidrocarbúrferas, incluidos la exploración, la producción y el transporte. A pesar de que la Ley de Hidrocarburos, que fue promulgada en 1967, le permitía al gobierno otorgar permisos de exploración y concesiones al sector privado, dicha facultad era rara vez ejercida. Antes de 1989, las empresas del sector privado se dedicaban a actividades de explotación mediante contratos de servicios con YPF. El petróleo que se extraía era entregado a YPF, quien luego lo distribuía a las refinerías. Los precios del petróleo eran establecidos por el Gobierno Argentino a niveles que en general estaban significativamente por debajo de los precios internacionales.

En 1989, con la sanción de la Ley de Reforma del Estado y Emergencia Económica, se desreguló el sector hidrocarbúrfero. El nuevo marco regulatorio incluyó lo siguiente: se otorgarían ciertas concesiones de explotación a través de una licitación; se podría celebrar contratos con YPF para explorar y explotar ciertas áreas productivas; a partir de 1991, se eliminarían los precios oficiales del petróleo crudo y productos refinados; y a partir de 1994, se desregularía el precio de gas en boca de pozo. Otro acontecimiento fue la creación de una entidad regulatoria con facultades para aplicar el nuevo marco regulatorio establecido, el ENARGAS.

La reforma del sector derivó en la libre fijación de precios y en un mercado más eficiente, como consecuencia de la participación de los actores del sector privado y la competencia. La producción total de gas se incrementó en 83% entre 1992 y 2002, y la producción de petróleo se incrementó en un 37% durante el mismo período. Las reservas de gas se incrementaron en un 23% y las reservas de petróleo aumentaron en un 40% durante el mismo período.

La Ley de Emergencia Pública, sancionada en 2002, introdujo cambios a la dinámica del sector hidrocarburífero. Algunas de las disposiciones de dicha ley incluyeron retenciones a las exportaciones de hidrocarburos líquidos y sus productos derivados, límites al incremento de precios en el mercado de gas y ciertas restricciones a las exportaciones.

En lo que respecta a las cuestiones jurisdiccionales, con la sanción de la Ley Corta de Hidrocarburos 26.197, en 2007, se otorgó a las provincias argentinas el dominio de las reservas de petróleo crudo y gas ubicadas dentro de sus territorios, y estas quedaron facultadas para otorgar concesiones y permisos a empresas privadas.

En julio de 2012, el Gobierno Argentino emitió el Decreto 1.277/2012, reglamentario de la Ley 26.741 de Soberanía Hidrocarburífera, el cual derogó las disposiciones de los Decretos 1.055/89, 1.212/89 y 1.589/89 que establecían: (i) el derecho de disponer de la producción de hidrocarburos (destinada tanto al mercado interno como a exportación), (ii) la libertad de precios y (iii) la exención de cualquier tasa, ley y/o retención a las exportaciones e importaciones de hidrocarburos. A su vez, creó el RNIH en el que debían estar obligatoriamente inscriptas todas las empresas de la industria hidrocarburífera debiendo informar periódicamente sus inversiones en sus permisos de exploración o concesiones de explotación.

El 31 de octubre de 2014, el Congreso Nacional de Argentina sancionó la Ley 27.007, que modificó la Ley de Hidrocarburos en ciertos aspectos principalmente relacionados con la exploración y producción de hidrocarburos no convencionales (que no se encontraban regulados en la ley anterior), la extensión de las concesiones y la alícuota de las regalías, según se establece a continuación:

- Con respecto a los permisos de exploración, el plazo de los permisos de exploración convencional se divide en 2 períodos de hasta 3 años cada uno, más una prórroga discrecional de hasta 5 años. Por lo tanto, la máxima duración posible de los permisos de exploración se reduce de 14 a 11 años.
- Para la exploración no convencional, el plazo de los permisos se divide en dos períodos de 4 años, más una prórroga discrecional de hasta 5 años, estableciendo un plazo máximo de 13 años. En el caso de los permisos de exploración costa afuera, el plazo se divide en dos períodos de hasta 3 años (con una prórroga discrecional de 1 año en cada período) y una prórroga discrecional de hasta 5 años, estableciendo un plazo máximo de 13 años.
- Con respecto a las concesiones de explotación, el plazo de las concesiones de producción convencional se mantuvo en 25 años. Para la explotación no convencional, se establece un plazo de 35 años, incluyendo un plan piloto inicial de hasta 5 años. Para la explotación costa afuera, las concesiones se otorgarán por períodos de hasta 10 años. Bajo el régimen anterior de la Ley de Hidrocarburos, las concesiones podían extenderse sólo por un plazo de 10 años. La Ley 27.007 establece prórrogas sucesivas para las concesiones convencionales y no convencionales por períodos de 10 años. Incluso las concesiones vigentes y las que ya hubieren sido prorrogadas una vez pueden volver a prorrogarse.
- Con respecto a la reserva de áreas y al método de transporte, la Ley 27.007 elimina la posibilidad de que el Gobierno Argentino y las provincias de Argentina reserven áreas para la explotación por parte de entidades públicas o empresas estatales a partir de la fecha de entrada en vigencia de la Ley 27.007. Sin embargo, los contratos ya suscriptos por dichas entidades provinciales o empresas para la exploración y el desarrollo de áreas reservadas continúan estando sujetos a las normas vigentes con anterioridad a la sanción de la Ley 27.007.
- Con respecto a los permisos de exploración y las concesiones de explotación, la Ley 27.007 actualiza los valores de los derechos aplicables. En el caso de los permisos de exploración, establece la posibilidad de compensar hasta el 90% con inversiones en exploración durante el segundo período del plazo y de la prórroga, cuando corresponda.
- Con respecto a las regalías, se mantiene la tasa general del 12% que establecía la Ley de Hidrocarburos. Al igual que la ley anterior, también se mantiene la posibilidad de reducir la tasa en casos excepcionales hasta un 5%, así como la posibilidad de aumentarla en un 3% en caso de prórrogas posteriores. También

introduce un límite máximo para dicha tasa en todos los casos del 18%. También establece la posibilidad de que el concedente aplique una tasa reducida de hasta el 50% para proyectos de (i) explotación en el que se apliquen técnicas de recuperación mejorada de petróleo, (ii) para explotación de petróleo extra pesado y (iii) para explotaciones costa afuera.

La Ley 27.007 establece que el Poder Ejecutivo deberá incluir en el Régimen de Promoción de Inversión para la Explotación establecido por Decreto 929/2013 (el “Régimen de Promoción”) a los proyectos de inversión directa que contemplen inversiones por una suma de US\$250 millones en un período de 3 años. Actualmente, los beneficios previstos de este régimen se aplican a proyectos por sumas mayores a US\$1,000 millones en un período de 5 años.

Los beneficios de este Régimen de Promoción se obtendrán luego de tres años y se aplicarán al 20% de la producción del proyecto, a ser vendido a precio internacional de mercado. En el caso de proyectos en tierra, ya sea convencionales o no convencionales, y al 60% en el caso de los proyectos costa afuera. A fin de calificar como un proyecto costa afuera, la profundidad de los pozos medida entre la superficie y el lecho marino debe ser de al menos 90 metros.

La Ley 27.007 también establece dos aportes a pagar a las provincias de Argentina en relación con los proyectos sujetos a este régimen promocional: (i) 2.5% de la inversión inicial para el desarrollo de proyectos de responsabilidad social empresaria, que deberá ser abonado por el titular del proyecto y (ii) un aporte, cuyo monto será determinado por el RNIH creada por Decreto 1.277/2012 considerando la envergadura y el alcance del proyecto, para desarrollar proyectos de infraestructura en la provincia correspondiente que será abonado por el Gobierno Argentina.

Finalmente, la Ley 27.007 establece que el Gobierno Argentino y las provincias promoverán la adopción de legislación fiscal uniforme a fin de promover las actividades hidrocarburíferas.

En diciembre de 2015, a través de la sanción del Decreto 272/15 se dispuso la derogación de las disposiciones del Decreto 1.277/12. Asimismo, dispuso que las funciones del RNIH fueron asignadas al ME&M. Luego, mediante la Resolución 240-E/2017 de la Subsecretaría de Recursos Hidrocarburíferos de la Nación, se dispuso la fusión del RNIH en el registro de Empresas Petroleras, previéndose además que las obligaciones de los artículos 12, 17 y 24 del Anexo I del Decreto N° 1.277/12, es decir la presentación de un plan anual de inversiones, se considerarán íntegramente cumplidas con la presentación, ante el Registro de Empresas Petroleras, de información en el marco de lo dispuesto en las Resoluciones 319/93, 419/98, 2057/05, 324/06 y 407/07 de la SE. Asimismo, la Resolución 240-E/2017 prevé que aquellas empresas que busquen acogerse a un beneficio para cuyo otorgamiento se requiriera la previa presentación de Planes Anuales de Inversión ante el RNIH, podrán solicitar el beneficio correspondiente acreditando el cumplimiento de la presentación de sus planes de acción e inversión en el marco de lo establecido por la Resolución 2057/05 de la SE.

Exploración y explotación

De acuerdo con la Ley de Hidrocarburos, las actividades de exploración y explotación de petróleo y gas se llevan a cabo mediante permisos de exploración, concesiones de explotación, contratos de explotación o contratos de asociación. Sin embargo, la Ley de Hidrocarburos permite el reconocimiento superficial de territorios no cubiertos por permisos de exploración o concesiones de explotación, con la previa obtención de la autorización de autoridad de aplicación y el permiso del propietario del terreno. La información obtenida mediante el reconocimiento superficial debe entregarse a la oficina de la autoridad de aplicación, que tiene prohibido divulgar dicha información durante un período de dos años sin la previa autorización de la parte que hubiera llevado a cabo la exploración, salvo en relación con el otorgamiento de permisos de exploración o concesiones de explotación.

La Ley de Hidrocarburos originalmente otorgaba permisos de exploración y concesiones de explotación a nivel federal a través de un proceso de licitación competitiva. Desde la sanción de la Ley de Federalización, dicha facultad es ejercida tanto por el gobierno federal como por los gobiernos provinciales, según corresponda. Las empresas y las personas que pretendan obtener permisos de petróleo y gas y participar en procesos de licitación de concesiones deben cumplir ciertos requisitos de inscripción ante la SE. Los permisos otorgados a terceros en relación con la desregulación y el proceso de desmonopolización fueron otorgados de acuerdo con procesos que

se especifican en ciertos decretos, conocidos como los “Decretos de Desregulación del Petróleo”, emitidos por el Gobierno Argentino. En 1991, el Gobierno Argentino estableció un programa en virtud de la Ley de Hidrocarburos, conocido como el “Plan Exploratorio Argentina”, que continúa vigente y en virtud del cual pueden subastarse permisos de exploración. El titular de un permiso de exploración tiene el derecho exclusivo de llevar a cabo las operaciones necesarias o convenientes para la exploración de petróleo y gas dentro del área especificada en el permiso. Cada permiso de exploración puede cubrir únicamente áreas no exploradas de hasta 10.000 km² (o 15.000 km² para actividades de exploración costa afuera) y puede tener un plazo de hasta 14 años (o 17 años para actividades de exploración costa afuera) 11 años (en caso de explotación convencional), 13 años (en caso de explotación no convencional y costas afuera).

En caso de que los titulares de un permiso de exploración descubran cantidades comercialmente explotables de petróleo o gas, dichos titulares tendrán derecho a obtener una concesión exclusiva para la producción y explotación de las reservas correspondientes. La concesión de explotación le otorga a su titular el derecho exclusivo de producir petróleo y gas en el área de la concesión por un plazo de 25 años (más, en algunos casos, el período no vencido del permiso de exploración subyacente), que puede ser prorrogado por la autoridad pertinente por un plazo adicional de diez años. Una concesión de explotación también faculta a su titular a obtener una concesión de transporte para el transporte del petróleo y gas producido.

En virtud de la Ley de Hidrocarburos, los titulares de permisos de exploración y concesiones de explotación deben llevar a cabo todas las obras que sean necesarias para encontrar o extraer hidrocarburos, utilizando técnicas adecuadas, y realizar las inversiones que se indican en sus respectivos permisos o concesiones. Asimismo, los titulares deben evitar cualquier daño a los yacimientos de petróleo y gas y residuos de hidrocarburos, deben emplear medidas adecuadas para impedir accidentes y daños a las actividades agrícolas, la industria pesquera, las redes de comunicaciones y las aguas subterráneas, y deben cumplir con todas las leyes y normas federales, provinciales y locales aplicables. En caso de que los titulares de permisos o concesiones no realicen las inversiones correspondientes o no adopten las medidas que sean necesarias para evitar daños, el gobierno federal o provincial que hubiera otorgado dichos permisos o concesiones estará facultado para revocar o rescindir dichos permisos o concesiones anticipadamente, según corresponda. Recientemente, los gobiernos provinciales revocaron ciertas concesiones argumentando que los concesionarios no realizaron las inversiones requeridas.

Tanto los titulares de permisos de exploración como los titulares de concesiones de explotación deben pagar un canon anual en función de la superficie de terreno abarcado por el permiso o concesión que corresponda (conforme lo dispuesto en la sección 7° de la Ley Federal de Hidrocarburos).

Los titulares de concesiones de explotación deben realizar ciertos pagos de regalías al Gobierno Argentino (obligación que también aplica para los titulares de permisos de exploración, conforme el artículo 21 de la Ley de Hidrocarburos). Véase “Regalías” más abajo para más información.

Asimismo, de conformidad con el Decreto 861/96 (y las resoluciones conjuntas relacionadas), el titular de un permiso o una concesión debe indemnizar al titular del derecho de superficie. Dicha compensación está establecida en las resoluciones conjuntas 630/2015 de la SE y 299/2015 del Ministerio de Agricultura (las cuales modificaron las resoluciones conjuntas 391/2014 y 107/2014) para las áreas de secano de las zonas cuyana y neuquina.

Los permisos de exploración y las concesiones de explotación o transporte están sujetos a caducidad en caso de incumplimiento o violación de las leyes y normas aplicables o de los términos de los permisos o concesiones, o en caso de quiebra del titular del permiso o del concesionario. En el supuesto de extinción de los permisos de exploración o las concesiones de explotación, todos los pozos de petróleo y gas, los equipos de explotación y mantenimiento y las instalaciones accesorias revertirán automáticamente al gobierno federal o provincial, sin indemnización para el titular del permiso o concesionario.

Los permisos de exploración y las concesiones de explotación pueden cederse en forma total o parcial, previa autorización del Gobierno Argentino para las áreas costa afuera o de las respectivas provincias si se trata de permisos y concesiones en sus territorios. Asimismo, las empresas permisionarias y/o concesionarias pueden celebrar acuerdos de asociación privados con otras empresas para ceder intereses económicos sobre áreas de exploración o explotación, manteniendo la titularidad de sus permisos y/o concesiones, sin que para esto se

requiera la previa aprobación de la autoridad concedente. En estos casos, los permisionarios y/o concesionarios serán los únicos responsables frente a tal autoridad concedente.

La Ley Federal de Hidrocarburos no dispone la extinción automática por cambio de control del capital de una empresa, aunque pueden incluirse cláusulas sobre cambio de control en los permisos de exploración o las concesiones de explotación correspondientes.

La Ley Federal de Hidrocarburos, con las modificaciones introducidas por la Ley 27.007, establece que las concesiones convencionales (petróleo y gas) se mantendrán vigentes por 25 años, las concesiones no convencionales por 35 años y las concesiones costa afuera por 30 años. A fin de calificar para obtener la prórroga de una concesión, en virtud de la Ley de Hidrocarburos modificada, los concesionarios deben (i) haber cumplido con sus obligaciones en virtud de la ley y sus concesiones, (ii) estar produciendo hidrocarburos en la concesión en cuestión, y (iii) presentar un plan de inversión para el desarrollo de las áreas requeridas por las autoridades competentes al menos un año antes del vencimiento del plazo de la concesión. Asimismo, los concesionarios que soliciten prórrogas en virtud de la Ley 27.007 deberán realizar pagos de regalías adicionales que oscilarán entre un 3% y un máximo del 18%. El incumplimiento de las obligaciones y los estándares previstos en la Ley Federal de Hidrocarburos puede asimismo derivar en la imposición de multas y, en el caso de incumplimientos significativos con posterioridad al vencimiento del período de subsanación correspondiente, en la revocación de la concesión o el permiso correspondiente.

Organismo gubernamental autorizado

El ME&M es el organismo federal gubernamental a cargo de aplicar la Ley Federal de Hidrocarburos en el ámbito de las competencias correspondiente al Estado Nacional. Sin embargo, el poder ejecutivo del Gobierno Argentino es responsable de determinar las áreas en las que deben incentivarse las actividades hidrocarburíferas y, junto con los gobiernos provinciales, del otorgamiento de permisos y concesiones. En virtud de la Ley de Federalización, cada provincia tiene la facultad de aplicar la Ley Federal de Hidrocarburos dentro de su propio territorio.

Empresa Estatal de Energía

En octubre de 2004, el Congreso Argentino sancionó la Ley 25.943 que creó una nueva empresa estatal de energía, ENARSA. ENARSA tiene por objeto llevar a cabo, a través de terceros o a través de operaciones conjuntas con terceros, (i) estudios, la exploración y explotación de reservas naturales de hidrocarburos; (ii) el transporte, procesamiento y la comercialización de hidrocarburos y sus productos derivados directos e indirectos; (iii) el transporte y la distribución de gas natural y (iv) la generación, el transporte, la distribución y comercialización de energía eléctrica. Asimismo, el artículo 2 de la Ley 25.943 le otorgó a ENARSA todas las concesiones de exploración con respecto a todas las áreas costa afuera ubicadas a más de 12 millas náuticas de la costa, hasta el límite exterior de la plataforma continental, que se encontraban vacantes al momento de la entrada en vigencia de la ley el 3 de noviembre de 2004. Sin embargo, ese artículo fue luego derogado por el artículo 30 de la Ley 27.007, disponiendo este además la reversión y transferencia de todos los permisos de exploración y concesiones de explotación de hidrocarburos de las áreas costa afuera nacionales a la ME&M, respecto de los cuales no existieran contratos de asociación suscriptos con ENARSA en el marco de la Ley 25.943. La Ley 27.007 exceptuó de dicha reversión a los permisos de exploración y concesiones de explotación existentes a la entrada en vigencia de la referida ley que hubieran sido otorgados con anterioridad a la Ley 25.943. De esta manera, las áreas costa afuera de Argentina, con las salvedades mencionadas, se encuentran nuevamente bajo jurisdicción del Gobierno Nacional y pueden ser adjudicadas mediante los mecanismos previstos en la Ley Federal de Hidrocarburos y otras leyes que la complementan.

Requisitos de Capital

La Ley Federal de Hidrocarburos requiere que, a fin de realizar cualquier actividad de exploración, explotación o transporte con respecto a petróleo y gas, las sociedades cumplan con ciertos requisitos de capital y estándares de solvencia financiera.

La Resolución SE 193/03 establece que, a fin de recibir y mantener permisos o concesiones, el titular del permiso o concesionario debe tener un capital mínimo de Pesos Argentinos 2 millones, en el caso de áreas terrestres, y Pesos Argentinos 20 millones en el caso de áreas costa afuera, y que dicho capital mínimo debe mantenerse durante todo el plazo de vigencia del permiso o de la concesión. El incumplimiento de este requisito puede derivar en sanciones, incluyendo multas o incluso la exclusión del registro de empresas petroleras de la ME&M. Hasta el 70% de dichos requisitos de capital pueden cumplirse mediante garantías financieras u otras.

Ley de Federalización

La Ley de Federalización y modificó la Ley Federal de Hidrocarburos a fin de aclarar los derechos de dominio de los gobiernos federal y provinciales sobre los yacimientos de hidrocarburos líquidos y gaseosos, sobre la base de su ubicación. Tal como se mencionó anteriormente, la Ley de Federalización transfirió la propiedad de todas las reservas de hidrocarburos que se encuentran en tierra o hasta 12 millas náuticas costa afuera a las provincias y la Ciudad de Buenos Aires, según corresponda, y estableció el dominio del Gobierno Argentino sobre todas las reservas ubicadas a más de 12 millas náuticas costa afuera, hasta el límite exterior de la plataforma continental. En virtud de la Ley de Federalización, el Congreso Argentino continuará sancionando leyes y reglamentaciones para desarrollar recursos de petróleo y gas existentes a lo largo de todo el territorio argentino (incluyendo los recursos marinos), pero los gobiernos de las provincias en las que se encuentran ubicadas las reservas de hidrocarburos serán responsables de la aplicación de dichas leyes y reglamentaciones, y de la administración de los yacimientos hidrocarburíferos, y actuarán como autoridades concedentes de los permisos de exploración y concesiones de explotación. Sin embargo, las facultades administrativas otorgadas a las provincias serán ejercidas dentro del marco de la Ley Federal de Hidrocarburos y las reglamentaciones que complementen a dicha ley. Por consiguiente, aunque la Ley de Federalización estableció que las provincias serán responsables de la administración de los yacimientos hidrocarburíferos, el Estado Nacional mantuvo la facultad de dictar normas y reglamentaciones en materia de petróleo y gas. Asimismo, el Gobierno Argentino conservó la facultad de determinar las políticas energéticas nacionales. Se determinó expresamente que la transferencia no afectaría los derechos y las obligaciones de los permisionarios y concesionarios, ni la base de cálculo de regalías, que serán calculadas de acuerdo con el título de la concesión y abonadas a la provincia en la que se encuentren ubicadas las reservas. La Ley de Federalización establece que el Gobierno Argentino mantendrá la facultad de otorgar concesiones de transporte: (i) que abarquen el territorio de dos o más provincias; y (ii) que estén directamente conectadas a gasoductos u oleoductos destinados a la exportación. En consecuencia, las concesiones de transporte que se encuentren ubicadas dentro del territorio de una provincia y que no se encuentren conectadas a instalaciones destinadas a la exportación fueron transferidas a las provincias.

Finalmente, la Ley de Federalización otorga a las provincias las facultades de: (i) ejercer en forma plena e independiente las actividades de control y fiscalización de los permisos de exploración y las concesiones de explotación transferidos por la Ley 26.197; (ii) exigir el cumplimiento de todas las obligaciones legales y/o contractuales que fueran de aplicación en materia de inversiones, la explotación racional de los recursos, y la información y pago de cánones y regalías; (iii) establecer los plazos legales y/o contractuales de los permisos o concesiones que otorgue; y (iv) aplicar las sanciones previstas en la Ley de Hidrocarburos; y (v) ejercer todas las demás facultades previstas en la Ley Federal de Hidrocarburos.

El 3 de mayo de 2012, el Congreso Nacional sancionó la Ley 26.741, que declaró de interés público y como objetivo prioritario de la Argentina el autoabastecimiento, la explotación, industrialización, el transporte y la comercialización de hidrocarburos, y que faculta al Gobierno Argentino a adoptar las medidas que sean necesarias para alcanzar dicho objetivo.

El 15 de julio de 2013, el Gobierno Argentino creó el Régimen de Promoción mediante Decreto 929/13. Bajo el Régimen de Promoción, los titulares de permisos de exploración y/o derechos de concesión inscritos en el RNIH podrán solicitar su inclusión en el Régimen de Promoción, siempre que presenten ante el ME&M un proyecto de inversión, con una inversión directa de al menos US\$1,000.00 millones, a ser invertidos en los primeros cinco (5) años del proyecto. Los beneficiarios del Régimen de Promoción tendrán derecho a obtener ciertos beneficios, incluyendo, a partir del quinto año luego del inicio del proyecto, el derecho a comercializar libremente en el mercado externo el 20% de la producción de petróleo y gas del proyecto, sin estar sujetos a retenciones a las exportaciones. Asimismo, el Régimen de Promoción establece que cualquier concesión de explotación confiere el derecho

exclusivo de explotar depósitos de hidrocarburos convencionales y no convencionales que existan en las zonas comprendidas dentro de la concesión respectiva durante los períodos correspondientes.

La Resolución 9/13 del RNIH aprobó los requisitos regulatorios y las condiciones para la presentación y posterior inclusión de los proyectos de inversión para la explotación de hidrocarburos bajo el Régimen de Promoción. La Ley 27.007 también le permite a los titulares de concesiones presentar proyectos de inversión para su inclusión en el Régimen de Promoción siempre que involucren una inversión directa en moneda extranjera de al menos US\$250 millones dentro de los primeros tres años de dicho proyecto. La Ley 27.007 mantiene el beneficio de derechos de exportación sobre el primer 20% de petróleo y gas producido en concesiones convencionales, no convencionales y costa afuera a profundidades menores o iguales a 90 metros y establece un beneficio de derechos de exportación sobre el primer 60% de petróleo y gas producido en concesiones costa afuera a profundidades mayores a 90 metros.

Transporte

La Ley de Hidrocarburos les otorga a los productores de hidrocarburos el derecho a obtener de parte del Gobierno Argentino una concesión de 35 años para el transporte de petróleo y gas y sus productos derivados mediante una licitación. Los productores continúan sujetos a las disposiciones de la Ley de Gas Natural y a fin de transportar sus hidrocarburos no necesitan participar en licitaciones públicas. El plazo de una concesión de transporte puede prorrogarse por un plazo adicional de diez años mediante solicitud al Gobierno Argentino.

Los transportistas de hidrocarburos deben cumplir con las disposiciones del Decreto 44/91, que implementa y regula la Ley Federal de Hidrocarburos en lo que respecta al transporte de hidrocarburos a través de oleoductos, gasoductos, poliductos y/o cualquier otro servicio prestado por medio de instalaciones permanentes y fijas para el transporte, la carga, el despacho, infraestructura de captación, de compresión y acondicionamiento y tratamiento de hidrocarburos. Este decreto se aplica a oleoductos y no a gasoductos.

El concesionario de transporte tiene derecho a transportar petróleo, gas y productos derivados del petróleo y a construir y operar oleoductos y gasoductos, instalaciones de almacenamiento, estaciones de bombeo, plantas compresoras, rutas, vías y otras instalaciones y equipos necesarios para la operación eficiente de un sistema de oleoductos y gasoductos. Si bien el concesionario de transporte se encuentra obligado a transportar hidrocarburos de manera no discriminatoria en nombre de terceros por una tarifa, esta obligación se aplica únicamente si dicho productor tiene capacidad excedente disponible y luego de que se cumplan los requisitos de transporte de dicho productor.

Dependiendo de si se transporta gas o petróleo crudo, las tarifas máximas aplicables por el transportista están sujetas a aprobación por parte del ENARGAS o ME&M. La Resolución SE 5/04 establece montos máximos:

- Para tarifas de transporte de hidrocarburos a través de oleoductos y poliductos, así como para tarifas de almacenamiento, el uso de boyas y el manejo de hidrocarburos líquidos; y
- Que pueden ser deducidos en relación con el transporte del petróleo crudo por parte de los productores que, a la fecha de la regulación, transporten su producción a través de oleoductos propios no regulados, a fin de determinar las regalías.

Una vez que se produce el vencimiento de una concesión de transporte, se transfiere la propiedad de los oleoductos y las instalaciones relacionadas al Gobierno Argentino sin indemnización para el concesionario.

Regulación del mercado

En virtud de la Ley de Hidrocarburos y de ciertos decretos emitidos en conexión con el proceso de desregulación y desmonopolización que se llevó a cabo a principios de la década de 1990 (los “Decretos de Desregulación del Petróleo”), los titulares de concesiones de producción tenían el derecho, con algunas excepciones limitadas, de disponer libremente de su producción, sea a través de ventas en el mercado interno o de exportaciones. Sin

embargo, a partir de 2002, el Estado argentino impuso restricciones sobre la exportación de hidrocarburos en virtud de la Ley de Hidrocarburos.

La Ley Federal de Hidrocarburos autoriza al Estado argentino a regular los mercados argentinos de petróleo y gas y prohíbe la exportación de petróleo crudo durante cualquier período en que el Estado argentino determine que la producción interna sea insuficiente para abastecer la demanda interna. En caso de que el Estado argentino limite la exportación de petróleo y productos de petróleo o la libre disposición del gas natural, los Decretos de Desregulación del Petróleo estipulan que los productores, refinadores y exportadores recibirán un pago a un precio, en el caso de petróleo crudo y productos de petróleo, que no sea inferior al precio del petróleo crudo y productos de petróleo similares importados y, en el caso del gas natural, no sea inferior al 35% del precio internacional por metro cúbico del petróleo liviano árabe, a 34 grados.

Regalías

En virtud de las secciones 57 y 58 de la Ley Federal de Hidrocarburos, los titulares de permisos de exploración y producción deben pagar anualmente un derecho de superficie en base a la superficie de cada bloque y que varía según la fase de la operación (es decir, exploración o producción) y en el caso de la exploración, dependiendo del período correspondiente del permiso de exploración. El 17 de octubre de 2007, el Decreto N° 1,454/07 aumentó significativamente el monto expresado en pesos argentinos de los derechos de superficie de exploración y producción que son pagaderos a las diferentes jurisdicciones en que se encuentran los yacimientos de hidrocarburos.

Según la Ley Federal de Hidrocarburos, se pagan en Argentina regalías equivalentes al 12% del precio en boca de pozo del petróleo crudo y gas natural, aunque es posible que una provincia exija el pago de una regalía más alta al renovarse una concesión, 3% adicional por cada prórroga hasta un máximo de 18%. El precio en boca de pozo se calcula restando los gastos de flete y otros gastos relacionados con las ventas a los precios de venta obtenidos en transacciones con terceros. La Ley Federal de Hidrocarburos autoriza al gobierno a reducir las regalías en 5% en base a la productividad y la ubicación de un pozo y otras condiciones especiales. La totalidad del petróleo y gas producidos por los titulares de un permiso de exploración antes del otorgamiento de una concesión de producción está sujeta al pago de una regalía de 15%.

La Resolución SE N435/04, que actualizó a la Resolución SE N° 155/92, (i) impone requisitos adicionales de informes respecto de las regalías, (ii) introduce ciertas modificaciones respecto de las facultades de las provincias, (iii) modifica ciertas partes del sistema de determinación de regalías, incluidas las deducciones y tipos de cambio aplicables, y (iv) establece sanciones por incumplimiento de una obligación de informe. Esta resolución ha sido aplicable a titulares de permisos y a concesionarios desde junio de 2004.

Los concesionarios deben presentar declaraciones juradas mensuales ante el ME&M y las autoridades provinciales correspondientes informando:

- la cantidad y calidad de los hidrocarburos extraídos, incluidos los niveles de producción calculables de hidrocarburos líquidos y un desglose del petróleo crudo (por tipo), condensados y gas natural total recuperados (con una tolerancia máxima de error de 0.1%);
- ventas a mercados internos y externos;
- valores de referencia para transferencias realizadas sin costo para fines de posterior industrialización;
- costos de flete desde el sitio en que se logra la condición comercializable de un producto hasta el sitio en que se produce la transferencia comercial del producto;
- una descripción de las ventas ejecutadas durante cada mes.

Además de las declaraciones juradas, los concesionarios deben presentar comprobantes de pago de regalías. En caso de incumplimiento de cualquier obligación de informe, las autoridades provinciales tendrán derecho de efectuar su propio cálculo de regalías.

La Resolución SE N° 435/04 además estipula que si un concesionario asigna producción de petróleo crudo para posteriores procesos de industrialización en sus propias plantas o las de sus filiales, el concesionario deberá acordar con las autoridades provinciales y la ME&M, según corresponda, el precio de referencia que se utilizará a fin de calcular las regalías y los pagos. Si el concesionario no cumple con la obligación de acordar un precio, las autoridades provinciales podrán fijar este precio de referencia. El concesionario es elegible para ciertas deducciones, incluidas: (i) los costos de flete interjurisdiccional, que se pueden deducir del precio de venta, siempre y cuando el transporte sea realizado por un medio diferente a un oleoducto, y que se presenten facturas mensuales y todos los contratos pertinentes, y (ii) los costos de tratamiento interno (que no excedan el 1% del pago) incurridos por titulares de permisos o concesionarios autorizados.

La estabilidad de los precios del combustible

A principios de la década de 2000, en un intento de mitigar el impacto del significativo aumento en los precios internacionales del petróleo y subproductos del petróleo sobre los precios internos y de asegurar la estabilidad en los precios del petróleo crudo, nafta y diésel oil, a pedido del Estado argentino, los productores y refinerías de hidrocarburos celebraron una serie de acuerdos provisorios que contenían límites de precios respecto de entregas de petróleo crudo. A fin del año 2004, a la luz de los aumentos en el WTI, el Estado argentino estableció una serie de medidas para garantizar el suministro de petróleo crudo a las refinerías locales a niveles de precios que se condijeran con el precio minorista local de productos refinados.

En la actualidad los productores y refinadores negocian libremente los precios de compra y venta del petróleo.

Mercado del petróleo crudo

Con el objetivo de fomentar las inversiones y la producción, se dictaron varias resoluciones relacionadas con el mercado del petróleo crudo. La Resolución 394/2007, que impone restricciones adicionales a la exportación de crudo por medio de la fijación del precio, tuvo el efecto de causar indiferencia entre los productores a la hora de decidir entre abastecer al mercado local o al internacional, puesto que el Estado captaría todo ingreso extraordinario que pudiera ganar el productor con las exportaciones.

La producción de petróleo crudo registró una tendencia a la baja desde el año 2003, que continuó vigente hasta el año 2013. Por lo tanto, como ocurrió con el mercado gasífero, el Estado comenzó a buscar las herramientas y las reglamentaciones que permitieran encontrar nuevamente el camino hacia el crecimiento. Con ese objetivo se creó el Programa Petróleo Plus (Resolución N° 1312/2008).

Según el Programa Petróleo Plus, los productores petroleros que puedan demostrar un incremento de la producción de petróleo y la incorporación de reservas probadas podían gozar de una serie de créditos fiscales con los que podrán cancelar los derechos de exportación de petróleo, gas licuado de petróleo y otros subproductos que adeuden en virtud de la Resolución N° 394/2007. El Programa Petróleo Plus entró en vigor el 1 de diciembre de 2008, con efecto retroactivo al 1 de octubre de 2008. Los certificados de crédito fiscal que emite la Secretaría de Energía Eléctrica podrán ser transferidos.

En febrero de 2015, se publicó la Resolución N° 14/2015 por medio de la cual creó el Programa de Estímulo a la Producción de Petróleo. Las empresas que participan en el Programa de Estímulo a la Producción de Petróleo se comprometen a un nivel de producción mínima (la "Producción Base") y pueden esperar recibir US\$3/bbl o US\$2/bbl (según sea para el mercado local o para exportación) por todo barril excedente de la Producción Base hasta un precio máximo por barril de US\$70/bbl del petróleo de tipo Escalante y US\$84/bbl del petróleo de tipo Medanita.

El 13 de julio de 2015, el Estado argentino, a través del Decreto N° 1,330/2015, puso fin al programa Petróleo Plus, estableciendo una compensación pagadera en bonos soberanos de Argentina (a saber, BONAR 2018 y BONAR 2024) para créditos fiscales devengados pero no pagados en virtud de este programa.

El 11 de enero de 2017, el Estado Nacional firmó con los productores y refinadores de petróleo crudo de Argentina el Acuerdo para la Transición a Precio Internacional de la Industria Hidrocarburífera Argentina, con el mismo objetivo de generar convergencia gradual del precio del barril del crudo comercializado en Argentina al precio internacional. Este acuerdo (por el que se estableció un esquema de determinación y revisión de precios a lo largo del año 2017) tenía vigencia hasta el 31 de diciembre de 2017, pero antes de esa fecha se logró la convergencia de precios referida, por lo que el Ministerio de Energía y Minería notificó a los firmantes de ese acuerdo que, de conformidad con lo pactado en el punto 9 del acuerdo referido, a partir del 1 de octubre de 2017 los compromisos asumidos por medio de éste quedarían suspendidos.

El 20 de marzo de 2017, el Estado Nacional, mediante el Decreto N° 192/2017, creó el Registro, el cual requiere una autorización específica de la ME&M para proceder con la importación de petróleo crudo o de algunos de sus derivados. A partir del 1 de enero de 2018, y de conformidad con lo establecido en el Decreto N° 962/2017, el Decreto N° 192/2017 referido perdió vigencia.

En consecuencia, a la luz de la pérdida de vigencia del Acuerdo para la Transición a Precio Internacional de la Industria Hidrocarburífera Argentina y el Decreto N° 192/2017, en la actualidad los precios en el mercado interno del petróleo crudo y los combustibles refinados son libremente fijados por los operadores de la cadena de comercialización y determinados por las reglas de libre juego de oferta y demanda.

A partir del 1 de enero de 2017 quedó sin efecto la facultad del poder ejecutivo de fijar la alícuota aplicable a los derechos de exportación de petróleo crudo, creada por la Ley N° 25.561, de emergencia pública, y prorrogada, a su vencimiento, en reiteradas ocasiones, facultad vigente hasta diciembre de 2016 y no prorrogada. Por lo tanto, a la fecha de esta declaración, no se encuentran vigentes retenciones a las exportaciones de hidrocarburos.

El Mercado del Gas

Diversas reformas del mercado del gas tienen por objeto regular el suministro de gas para garantizar el abastecimiento de la Demanda Prioritaria. El esquema se conoce como Acuerdo con los Productores. En este sentido, la demanda se divide en los siguientes segmentos:

- Demanda prioritaria (residencial);
- Gas natural comprimido;
- Usinas eléctricas/industriales; y
- Exportaciones.

Cada segmento paga el gas a un precio diferente, siendo los segmentos industriales y de exportación los únicos segmentos que admiten la libre fijación de precios. La nueva estructura normativa, establecida por la Resolución N° 208/2004, la Resolución N° 599/2007 y la Resolución N° 1070/2010, entre otras, estipula que cada productor debió mantener las ventas de gas a cada sector dentro de los mismos niveles que en 2006, y si no lo hicieran por motivos de una reducción de la producción, el gas que produzcan se reasignará de modo tal que se garantice el abastecimiento de la demanda prioritaria en todo momento. Los precios en moneda local de los segmentos regulados, excepto por el segmento de la demanda prioritaria, sufrieron leves incrementos en los últimos años con el fin de llevarlos gradualmente a un valor más cercano al precio no regulado, que es mucho más alto que el precio actual en el resto de los sectores.

El índice de crecimiento de las inversiones en los últimos años no fue el mismo que se registró en la década de 1990. En consecuencia, la producción no pudo ir a la par de la demanda y, por lo tanto, las exportaciones se redujeron al mínimo, y en invierno, el sector industrial sufrió interrupciones esporádicas del suministro. Estas

circunstancias, junto con la reducción del volumen de reservas, llevaron a una baja pronunciada de la relación reservas/producción, de 21.6 años en 1992 a menos de 10 años en 2010, el último año para el cual hay información disponible.

Asimismo, en 2007, por medio de la empresa estatal de energía ENARSA, el gobierno comenzó a importar gas de Bolivia y a solicitar envíos de buques de transporte de gas natural licuado para abastecer los niveles mínimos de demanda del sistema, reemplazando parte del gas utilizado por las usinas eléctricas con combustibles fósiles alternativos como diésel oil y fuel oil. Dichas importaciones de gas estuvieron financiadas por medio de un fideicomiso financiado a través de un cargo específico en las facturas de los usuarios no prioritarios.

A la luz de esta tendencia, el Estado decidió dictar nuevas resoluciones con el fin de incentivar las inversiones y la producción. La Resolución SE N° 24/2008 (modificada por la Resolución SE N° 1031/2008) estableció el Programa Gas Plus. El principal incentivo para los productores de gas es que pueden disponer libremente del gas extraído en el marco del programa y comercializarlo. Para acogerse al programa, los productores deben presentar un proyecto de inversión en bloques de gas nuevos, en bloques que no hayan estado en producción desde 2004 o en bloques que presenten complejidad geológica (arena compacta o de baja permeabilidad). Asimismo, para acogerse al programa, –a menos que el solicitante sea una empresa nueva– la empresa debe cumplir con los compromisos de entrega de gas establecidos en el Acuerdo con los Productores.

En febrero de 2013, se dictó la Resolución N° 1/2013 por medio de la cual se creó el Programa de Estímulo a la Inyección de Gas Natural, cuyo objetivo es evaluar y aprobar los proyectos que contribuyan al autoabastecimiento nacional de hidrocarburos, a través del incremento en la producción gasífera y su inyección en el mercado interno, y los proyectos que generen mayores niveles de actividad, inversión y empleo en el sector.

Antes del 30 de junio de 2013, cualquier persona inscrita en el RNIH podría presentar su proyecto ante la Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas (la “Comisión”), creada por el Decreto N° 1.277/12, y disuelta por el Decreto 272/15. El Gobierno Nacional se comprometió a pagar una indemnización mensual resultante de:

- i. La diferencia entre el precio de la inyección de excedentes (US\$7.5 / MMBtu) y el precio realmente cobrado de la venta de la inyección de excedentes, más;
- ii. La diferencia entre el Precio Base y el precio recibido de la inyección base ajustada.

Estos proyectos estarán vigentes por un plazo máximo de 5 años, con posibilidad de renovación.

El 26 de abril de 2013 se publicó en el Boletín Oficial la Resolución N° 3/13, que regula el Programa de Estímulo a la Inyección de Excedentes de Gas Natural y establece que cualquier empresa interesada en participar en el programa debe presentar declaraciones juradas mensuales al RNIH que contengan específicamente documentación detallada sobre la inyección, el precio, los contratos, etc., para que, después de cumplir con la metodología y las condiciones allí especificadas, puedan obtener la compensación aplicable. Además, la resolución prohíbe expresamente las operaciones de compra y venta de gas natural entre productores y aporta consideraciones especiales con respecto a nuevos proyectos de alto riesgo, control de inversiones, evolución de las reservas y mecanismo de auditoría del Programa de Estímulo a la Inyección de Gas Natural.

En noviembre de 2013, se emitió la Resolución N° 60/13, creando el Programa de Estímulo de Inyección de Exceso de Gas Natural para Empresas con Inyección Reducida. Los productores podían presentar proyectos para aumentar los niveles de producción de gas natural hasta el 31 de marzo de 2014. Dicho programa estaba dirigido a empresas sin producción previa o con un límite máximo de inyección de 3.5 millones de m³/día y preveía incentivos de precios en caso de aumentos de producción, y las sanciones relativas a las importaciones de GNL en caso de incumplimiento de los volúmenes comprometidos. Por otra parte, las empresas cubiertas por el Programa de Estímulo a la Inyección de Excedentes de Gas Natural y que cumplan las condiciones aplicables podrán solicitar la terminación de su participación en dicho programa y su incorporación en el actual. PELSA presentó una presentación y se registró en el RNIH el 6 de marzo de 2014 de conformidad con la Resolución N° 20/14.

En marzo de 2014, la Resolución N° 60/13 fue modificada por la Resolución N° 22/14, mediante la cual se prorrogó el plazo de presentación hasta el 30 de abril de 2014 y se elevó el límite máximo de inyección anterior a 4 millones m³ / día.

En agosto de 2014 el Ministerio de Economía, por medio de la Resolución No. 139/14, introdujo nuevos cambios en la Resolución N° 60/13, entre ellos, la eliminación del límite máximo previo de inyección y la fijación de dos períodos anuales de inscripción.

En mayo de 2016, la Resolución MEM N° 74/16 creó el "Nuevo Programa de Promoción de Proyectos de Gas Natural" y estableció que no se podían presentar nuevos proyectos dentro de este programa, aunque los proyectos aprobados seguirían siendo efectivos en las mismas condiciones.

Las empresas que participan del Programa de Estímulo se comprometieron a alcanzar un volumen de inyección mínimo (el "Volumen Base") que se venderá a un precio fijo (el "Precio Base") y pueden esperar recibir US\$ 7.5/MMBtu por los volúmenes de inyección que superen el Volumen Base (la "Inyección Excedente"). El Estado nacional se compromete a abonar en forma mensual una compensación por: (i) la diferencia que exista entre US\$7.5/MMBtu y el precio recibido por la venta de la Inyección Excedente, más; (ii) la diferencia que exista entre el Precio Base y el precio recibido por la venta de la inyección base.

El 4 de enero de 2016 se emitió el Decreto N° 272/15, que disolvió la Comisión- creada de conformidad con el Decreto N° 1.277/12. Las facultades de la Comisión fueron asumidas por el ME&M.

El 20 de mayo de 2016 el gobierno emitió el Decreto N° 704/16 autorizando la emisión de bonos en dólares (BONAR 2020) para el pago de sus deudas respecto de los Programa Estímulo a la Inyección de Gas Natural (Resoluciones 1/13 y 60/13).

En octubre de 2016, el ME&M emitió la Resolución N° 212/16 que instruyó a ENARGAS a publicar los nuevos cuadros tarifarios para el servicio de distribución de gas natural después de un largo debate que finalizó luego de una sentencia de la CSJN. Asimismo, esa resolución aprobó los valores del gas en el punto de ingreso al sistema de transporte, a partir de octubre de 2016. De acuerdo con dicha resolución y tras la correspondiente audiencia pública, el ENARGAS Publicó los nuevos gráficos tarifarios para las empresas de Transporte y Distribución.

Respecto del valor del gas en el punto de ingreso al sistema de transporte (es decir, el valor del gas inyectado por productores a efectos de su distribución final por compañías distribuidoras de gas), la Resolución 212/2016 del ME&M dispuso que ese ministerio debe fijar el valor referido para cada semestre de cada año, de acuerdo a los cálculos que al efecto realice la Secretaría de Recursos Hidrocarburíferos.

El 6 de marzo de 2017, el ME&M emitió la Resolución N° 46-E/17 que crea el "Programa de Estímulo para la Producción No Convencional" cuyo objetivo es promover las inversiones en producción de gas no convencional (*tight gas*, o *shale gas*, de yacimientos ubicados en la cuenca Neuquina. El Estado argentino se compromete a pagar una compensación mensual por cada área ubicada en la cuenca Neuquina bajo el "Programa de Estímulo para la Producción No Convencional" asegurando un precio mínimo de gas de: (i) 7.50 USD/MMBtu para 2018, (ii) 7.00 USD/MMBtu para 2019, (iii) 6.50 USD/MMBtu para 2020, (iv) 6.00 USD/MMBtu para 2021.

En el marco de la determinación de los valores de las tarifas del servicio público de distribución de gas para el año 2017, el ME&M mediante la Resolución 74/2017 del 30 de marzo de 2017, aprobó los valores del gas en el punto de ingreso al sistema de transporte aplicables a partir del 1 de abril de 2017. Asimismo, con fecha 30 de noviembre de 2017, el ME&M emitió la Resolución 474-E/2017, mediante la cual aprobó los valores del gas en el punto de ingreso al sistema de transporte aplicables a partir del 1 de diciembre de 2017.

FACTORES DE RIESGO

La realización de la Operación conlleva un alto grado de riesgo. Usted deberá analizar y evaluar cuidadosamente los riesgos descritos a continuación y la demás información contenida en esta declaración, incluyendo nuestros estados financieros históricos y proforma y las notas relacionadas. Nuestro negocio, condición financiera, resultados de operación, flujos de efectivo y/o expectativas podrían verse afectados adversamente por cualquiera de los siguientes riesgos. El valor de mercado de nuestras Acciones Serie A y de los Títulos Opcionales Serie A podría caer como consecuencia de cualquiera de dichos riesgos u otros factores, y usted podría perder toda o parte de su inversión. Los riesgos descritos a continuación son aquellos que actualmente consideramos que podrían afectarnos adversamente. Nuestro negocio, condición financiera, resultados de operación, flujos de efectivo, expectativas y/o el valor de mercado de nuestras Acciones Serie A y/o de los Títulos Opcionales Serie A, también podrían verse afectados por otros riesgos y factores que actualmente desconocemos, o que a la fecha no se contempla que tendrían un efecto material adverso. En la presente sección, cuando hacemos referencia a que un riesgo o incertidumbre podría tener, tendría o tendrá un “efecto material adverso” sobre nosotros o que nos pudiese “afectar adversamente” o nos “afectará adversamente”, significa que dicho riesgo o incertidumbre podría tener un efecto material adverso en nuestro negocio, condición financiera, resultados de operación, flujos de efectivo, expectativas y/o el valor de mercado de nuestras Acciones Serie A y/o de los Títulos Opcionales Serie A.

Los inversionistas tendrán una cantidad de tiempo limitada para evaluar las ventajas de la Operación, y por ende de la Combinación Inicial de Negocios antes de una votación en torno a dicha combinación de negocios en una asamblea general de accionistas, y participar en dicha asamblea podría resultar complicado.

Tanto la legislación aplicable como nuestros estatutos sociales requieren que cualquier Combinación Inicial de Negocios sea aprobada por nuestros accionistas reunidos en una asamblea general de accionistas. Conforme a nuestros estatutos, se pondrá a disposición de nuestros accionistas el folleto informativo y la información financiera de las Adquisiciones con por lo menos 30 días antes de que se lleve a cabo la asamblea general de accionistas a la que se someta a votación la Combinación Inicial de Negocios y publicaremos la convocatoria con por lo menos 15 días de anticipación a dicha fecha. Este folleto informativo cumple con lo dispuesto en la LMV, la Circular Única de Emisoras y demás regulación aplicable.

Cualquier asamblea general de accionistas que apruebe una Combinación Inicial de Negocios se llevará a cabo en la Ciudad de México, nuestro domicilio social, y será convocada por medio de una convocatoria a ser puesta a disposición del público inversionista en las páginas de internet de la Secretaría de Economía y de la Bolsa Mexicana de Valores. La convocatoria incluirá información detallada con respecto a los derechos de los accionistas que asistan y voten a dicha asamblea general de accionistas. Para ser admitidos en la asamblea general de accionistas, los accionistas deberán estar inscritos en el Registro de Acciones de la Emisora o presentar las constancias emitidas por Indeval, y podrán asistir personalmente o ser representados por un tercero mediante carta poder, en los términos de la regulación aplicable y la convocatoria.

En consecuencia, se tendrá una cantidad de tiempo limitada para evaluar las ventajas de una propuesta de Combinación Inicial de Negocios antes de una votación en una asamblea general de accionistas, y participar en dicha asamblea podría resultar complicado como consecuencia de los requisitos descriptos. Además, la información contenida en el presente folleto informativo podrá no ser tan completa como, o podrá ser presentada de manera diferente a, la información de la misma naturaleza presentada en documentos similares en otros mercados de valores.

Para fondear la Operación y consumir la Combinación Inicial de Negocios, nuestro Equipo de Administración hará uso de los fondos en nuestra Cuenta Custodia, como así también aquellos obtenidos de la venta de los Valores de Suscripción Futura y la colocación de las Acciones Serie A emitidas conforme a las resoluciones de la asamblea general ordinaria de accionistas del 18 de diciembre de 2017 para pagar parcialmente la contraprestación respectiva. Si no somos capaces de consumir la venta de algunos o todos los Valores de Suscripción Futura, o de dichas Acciones Serie A, nuestros recursos podrían ser insuficientes para completar la Operación y consecuentemente la Combinación Inicial de Negocios.

Hemos celebrado un Contrato de Suscripción Futura de Valores consistente en la venta a RVCP de hasta 5,000,000 de Acciones de Suscripción Futura, así como del mismo número de Títulos Opcionales de Suscripción Futura, por un precio de suscripción de hasta US\$50,000,000.00 como parte de una oferta privada que consumará con la mayor simultaneidad posible al cierre de nuestra Combinación Inicial de Negocios. Utilizaremos los recursos obtenidos de dicha venta para fondear la Operación y consumir nuestra Combinación Inicial de Negocios.

Las obligaciones de RVCP bajo el Contrato de Suscripción Futura de Valores podrían darse por terminadas con anterioridad a que se efectúe dicha adquisición de común acuerdo por escrito entre la Compañía y RVCP, o automáticamente en caso de que no seamos capaces de llevar a cabo nuestra Combinación Inicial de Negocios, o Riverstone Sponsor o la Compañía sean declarados insolventes de conformidad con las leyes federales de Estados Unidos, México o Canadá, entre otros. Asimismo, las obligaciones de RVCP se encuentran sujetas a condiciones de cierre consistentes con la práctica de mercado, que incluyen, entre otras, la aprobación de nuestra Combinación Inicial de Negocios. En caso de que RVCP sea incapaz de cumplir con sus obligaciones bajo dicho contrato, podríamos ser incapaces de obtener fondos adicionales que contrarresten los efectos de dicha falta de liquidez en términos favorables para nosotros o de obtenerlos en general. Cualquier falta de liquidez podría reducir el monto de los fondos disponibles para adquisiciones futuras de otras compañías o a ser utilizados como capital de trabajo por la compañía post-operación.

No obstante lo anterior y con el objeto de financiar la Operación y consumir la Combinación Inicial de Negocios, la asamblea general de accionistas celebrada el 18 de diciembre de 2017 aprobó la emisión de 100,000,000 de Acciones Serie A, de las cuales se pretende que ciertos inversionistas suscriban un total de 10,000,000 de Acciones Serie A por un monto total de US\$100,000,000.00, por medio de la celebración de Contratos de Suscripción con Vista y mediante el Ejercicio del Derecho de Preferencia de los Accionistas. En adición a lo anterior, Vista ha celebrado una Carta Compromiso con ciertos bancos, en la que dichos bancos se comprometen a proveer una Línea de Crédito Contingente, la cual será utilizada en caso de que el monto total obtenido entre la suma de los Contratos de Suscripción, el Ejercicio del Derecho de Preferencia de los Accionistas, el Contrato de Suscripción Futura de Valores, y las cantidades depositadas en la Cuenta de Custodia, menos el monto correspondiente a la porción de los Accionistas Serie A que llegasen a ejercer su derecho de reembolso y pago, no sean suficientes para pagar la Operación.

El derecho de nuestros Accionistas Serie A a recibir el reembolso en efectivo y demás pagos respecto de un amplio número de nuestras Acciones Serie A podría no permitirnos completar la Combinación Inicial de Negocios.

Dependiendo del número de Acciones Serie A que deban ser reembolsadas y pagadas, es posible que los recursos remanentes en la Cuenta de Custodia junto con las demás fuentes de financiamiento descritas en esta declaración no sean suficientes para completar la Combinación Inicial de Negocios, lo que nos podría obligar a utilizar la Línea de Crédito Contingente que tenemos intención de obtener de conformidad con la Carta Compromiso, o de intentar conseguir fuentes de financiamiento alternativas, las cuales podrían no conseguirse o, en su caso, no ser conseguidas en términos favorables para nosotros.

En caso que usted no cumpla con los procedimientos para ejercer su derecho a recibir dicho reembolso y demás pagos en relación con las Acciones Serie A de las que sea titular, usted no podrá obtener los reembolsos y demás pagos al amparo de sus Acciones Serie A.

Para ejercer su derecho a recibir cualesquier reembolsos y demás pagos de sus Acciones Serie A, usted deberá notificarnos, a más tardar dos Días Hábiles antes de que se celebre la asamblea de accionistas que apruebe la Combinación Inicial de Negocios, según se publique a través de EMISNET, su deseo de recibir el reembolso en efectivo y demás pagos en relación con sus Acciones Serie A con motivo de la aprobación de la Combinación Inicial de Negocios. En caso que usted no nos notifique oportunamente su intención de conformidad con las reglas señaladas para tal efecto, usted podría no recibir los reembolsos en efectivo y demás pagos al amparo de sus Acciones Serie A.

Después del cierre de la Operación y la consumación de la Combinación Inicial de Negocios, podríamos vernos obligados a realizar devaluaciones (write-downs), deducciones (write-offs), reestructuraciones u otros cargos que podrían tener un efecto material adverso en nuestra condición

financiera, resultados de operación, flujos de efectivo, expectativas y/o el precio de nuestras Acciones Serie A, lo que podría generar que los inversionistas pierdan parte de o toda su inversión.

Creemos que incluso habiendo realizado una auditoría legal y financiera (*due diligence*) exhaustiva de la Operación y consecuentemente de la Combinación Inicial de Negocios, no podemos asegurar que (i) nuestros esfuerzos en dicha auditoría nos hayan permitido identificar todos los posibles problemas materiales de las Adquisiciones, (ii) a través de una auditoría legal o financiera estándar se puedan encontrar todos los posibles problemas materiales, o (iii) factores ajenos a la Operación y fuera de nuestro control no surgirán con posterioridad. Incluso si nuestro proceso de auditoría legal y financiera (*due diligence*) identificara exitosamente ciertos riesgos, podrían surgir riesgos inesperados y podrían materializarse riesgos conocidos previamente en una manera no consistente con nuestro análisis de riesgo inicial. Como resultado de estos factores, podríamos vernos forzados a devaluar (*write-down*) o deducir (*write-off*) activos, reestructurar nuestras operaciones, incurrir en ajustes contables negativos u otros cargos que podrían resultar en que reportemos pérdidas. A pesar de que estos cargos podrían no consistir en efectivo y podrían no tener un impacto inmediato en nuestra liquidez, el reporte de dichos cargos podría llevarnos al surgimiento de percepciones negativas en el mercado sobre nosotros y nuestros valores. Además, cargos o ajustes de esta naturaleza podrían hacer que incumplamos con obligaciones de mantener cierto valor neto u otras razones financieras que hubiéremos asumido como resultado de la asunción de deuda preexistente de la Operación o de obtener financiamiento después de la realización de la combinación de negocios por parte de terceros. Como resultado de lo anterior, cualesquier Accionistas Serie A que elijan mantenerse como accionistas una vez realizada la Combinación Inicial de Negocios podrían experimentar una reducción en el valor de mercado de las Acciones Serie A. Adicionalmente, percepciones negativas del mercado podrían llegar a tener un efecto material adverso en nuestra situación financiera, resultado de nuestras operaciones, flujos de efectivo y/o expectativas.

Nuestro Equipo de Administración ha celebrado contratos de trabajo en relación con la consumación de la Operación y consecuentemente de la Combinación Inicial de Negocios lo cual podría generar conflictos de interés al momento de determinar qué combinación de negocios es más ventajosa.

Esperamos que nuestro personal clave, incluyendo a Miguel Galuccio y nuestro Equipo de Administración, continúe con nosotros al cierre de la Operación y la consumación de nuestra Combinación Inicial de Negocios. Los intereses personales y financieros de dichos individuos podrían influenciar su motivación para identificar y seleccionar las Adquisiciones, toda vez que dichas personas han negociado contratos individuales de trabajo con la Compañía. No podemos asegurar que nuestro personal clave permanezca con nosotros una vez completada la Combinación Inicial de Negocios.

Nuestra capacidad para evaluar la administración de una Adquisición podría ser limitada y, como resultado, podríamos realizar la Operación y consecuentemente la Combinación Inicial de Negocios, con Adquisiciones cuya administración pudiese no contar con las habilidades, calificaciones o capacidades necesarias para manejar una empresa pública, lo cual, a su vez, podría impactar negativamente el valor de su inversión.

Al momento de estudiar la Operación y consecuentemente la Combinación Inicial de Negocios, nuestra capacidad para evaluar a la administración de cada Adquisición podría verse limitada por falta de tiempo, recursos o información, a pesar de nuestros esfuerzos de auditoría. Nuestra apreciación de las habilidades de la administración de cada Adquisición, por lo tanto, podría ser incorrecta y dicha administración podría carecer de las habilidades, calificaciones o capacidades que nosotros esperamos. En caso de que la administración de una o todas las Adquisiciones carezcan de las habilidades, calificaciones o capacidades necesarias para administrar una empresa pública, y las operaciones y rendimientos de las Adquisiciones una vez realizada la combinación podrían verse afectados negativamente. Conforme a esto, cualesquier accionistas que elijan permanecer como accionistas una vez completada la Combinación Inicial de Negocios podrían sufrir una reducción del valor de sus acciones.

Condiciones climáticas adversas podrían afectar de forma negativa los resultados operativos y la habilidad para llevar a cabo operaciones de perforación de Vista y sus subsidiarias.

Las condiciones climáticas adversas podrían provocar, entre otros, incrementos en los costos, retrasos en las actividades de perforación, fallas de electricidad, un alto temporal a la producción y dificultades en el transporte

del petróleo y gas producido por Vista y sus subsidiarias. Cualesquier disminuciones en la producción de petróleo y gas por parte de Vista y/o sus subsidiarias podrían tener un efecto materialmente adverso en los retornos de Vista y/o sus subsidiarias, que afectaría de forma negativa el flujo de efectivo que reciben por sus operaciones.

Medidas de conservación y avances tecnológicos podrían reducir la demanda de petróleo.

Medidas para conservar gasolina, demanda de combustibles alternativos, avances en la tecnología de ahorro de gasolina y generación de energía podrían reducir la demanda de petróleo. El impacto del cambio en la demanda de petróleo podría tener un efecto material adverso en nuestra situación financiera, resultado de nuestras operaciones, flujos de efectivo y/o expectativas.

La baja disponibilidad o alto costo de plataformas de perforación, equipo, suministros, personal y servicios petroleros podrían afectar la habilidad de Vista y subsidiarias para ejecutar sus planes de desarrollo en tiempo, forma y conforme a su presupuesto.

La demanda de plataformas de perforación, oleoductos, y otros equipos y suministros, así como de personal calificado y con experiencia para perforar y completar pozos, así como llevar a cabo operaciones de campo, geólogos, geofísicos, ingenieros y otros profesionistas en la industria del petróleo puede variar de forma significativa, usualmente al mismo tiempo que los precios del petróleo, resultando en déficits temporales.

La competencia en el sector del petróleo es altamente intensa, lo cual podría resultaren dificultades para Vista y sus subsidiarias al llevar adelante sus negocios petroleros y obtener personal con experiencia.

La habilidad de Vista y sus subsidiarias para acceder a proyectos adicionales y para encontrar y desarrollar reservas en el futuro dependerá de la capacidad de identificar y garantizar acceso a reservas y recursos de petróleo y gas en un ambiente competitivo en el sector de petróleo. Además, existe una competencia sustancial por el capital disponible para invertir en la industria petrolera. Muchos de los competidores de Vista poseen y emplean mayores recursos financieros, técnicos y humanos que Vista y sus subsidiarias. Dichas compañías podrían pagar más por reservas productivas y proyectos de exploración, como así también evaluar y adquirir un mayor número de reservas y recursos que Vista y sus subsidiarias. Adicionalmente dichas compañías podrían ofrecer mejores planes de compensación y por ende retener a personal altamente calificado en contraste a lo que Vista y sus subsidiarias puedan ofrecer.

Cambios en las leyes aplicables o regulaciones o algún incumplimiento de la misma, podría tener un efecto material adverso nuestras operaciones, flujos de efectivo y/o expectativas.

Estamos sujetos a leyes, regulaciones y reglas emitidas por gobiernos nacionales, estatales y locales. El cumplimiento y monitoreo de dichas disposiciones puede resultar complicado, costoso y consumir tiempo. Dichas leyes, regulaciones y reglas, así como su implementación e interpretación podrían cambiar de tiempo en tiempo y dichos cambios podrían tener un efecto material adverso en nuestras operaciones, flujos de efectivo y/o expectativas. Adicionalmente el incumplimiento de dichas leyes, regulaciones y reglas podría tener un efecto material adverso en nuestras operaciones, flujos de efectivo y/o expectativas.

Podríamos vernos expuestos a variaciones en tipos de cambio extranjeros.

Los resultados operativos de Vista estarán sujetos a variaciones en tipos de cambios extranjeros y cualquier devaluación del peso mexicano o el peso argentino frente al dólar u otras divisas podría afectar de forma adversa su negocio y resultados operativos. Tanto el valor del peso mexicano como el valor del peso argentino han variado de forma significativa en el pasado. Los efectos principales de una devaluación del peso mexicano o del peso argentino frente al dólar estadounidense serían sobre los ingresos netos de Vista pero debido a distintos tratamientos contable también podrían afectar (i) el impuesto diferido por ganancia relacionado con activos fijos, que esperamos tendría un efecto negativo; (ii) el impuesto corriente por ganancia, que esperamos tendría un efecto positivo; (iii) el incremento en la depreciación y amortización resultante de la revalorización en pesos argentinos de los activos fijos e intangibles; y (iv) diferencias en tasas de cambio como resultado de la exposición al peso

mexicano o el peso argentino, que esperamos tendría un efecto positivo debido al hecho de que la moneda operativa de Vista y sus subsidiarias sería el dólar estadounidense.

No somos capaces de predecir si, y hasta qué punto, el valor del peso mexicano o el peso argentino pueden depreciarse o apreciarse contra el dólar estadounidenses, ni en qué medida estas fluctuaciones pueden afectar a nuestro negocio.

Las variaciones en las tasas de interés y el tipo de cambio en nuestros esquemas financieros presentes o futuros podrían resultar en incrementos significativos a nuestros costos de fondeo.

Nuestros esquemas de financiamiento nos facultan para pedir fondos para financiar la adquisición de activos, pagar gastos de capital, repagar otras obligaciones y financiar capital de trabajo. Consecuentemente, las variaciones en las tasas de interés podrían resultar en cambios significativos a las cantidades requeridas para cubrir nuestras obligaciones de servicio de deuda y nuestros gastos, resultando en una afectación a nuestros resultados operativos y situación financiera. Adicionalmente, los montos pagaderos por concepto de principal e intereses al amparo de nuestras obligaciones denominadas o indizadas en dólares están sujetas a variaciones en el tipo de cambio extranjero que podrían resultar en un incremento significativo en términos de los montos en pesos argentinos que es necesario cubrir respecto de dichas obligaciones de deuda.

Nuestro acceso a los mercados internacionales de capital y el precio de mercado de nuestros valores están influenciados por la percepción de riesgo en Argentina, México y otras economías emergentes.

Los inversionistas internacionales consideran a Argentina y México como economías emergentes. Las condiciones económicas y de mercado en otras economías emergentes, especialmente en América Latina, influyen a los mercados de valores en donde cotizan valores emitidos por sociedades mexicanas y argentinas. La volatilidad de los mercados de valores en América Latina y en otros mercados de economías emergentes puede tener un impacto en el precio de cotización de nuestros valores y en nuestra capacidad para acceder a los mercados de capital internacionales. No podemos asegurar que la percepción de riesgo en Argentina, México y en otros mercados emergentes no tengan un efecto material adverso en nuestra capacidad para obtener capital o refinanciar nuestra deuda a su vencimiento, lo cual podría afectar de forma negativa nuestros planes financieros y consecuentemente en nuestras operaciones, flujos de efectivo y/o expectativas, así como tener un impacto negativo en el precio de cotización de nuestros valores. No podemos asegurar el impacto de los factores descritos anteriormente en nuestra condición financiera o resultados operativos.

Las limitaciones en los precios locales de crudo y gas en Argentina podrían afectar nuestros resultados operativos.

En tiempos recientes, como resultado de factores regulatorios, políticos y económicos, los precios del petróleo crudo, *diésel* y otros combustibles en Argentina han diferido sustancialmente de los precios señalados en los mercados internacionales y regionales, y la capacidad de incrementar o mantener dichos precios para ajustarlos a los estándares internacionales ha sido limitada. Los precios internacionales para el petróleo crudo y sus derivados han sufrido declives importantes desde la segunda mitad de 2014.

Para el último trimestre de 2017, la diferencia entre los precios locales en Argentina y el precio del marcador Brent, comenzó a reducirse; en diciembre de 2017 los precios de Crudo producido en Cañadón Seco y Medanita fueron comercializados en un rango de aproximadamente US\$55.20 a US\$60.77 y US\$ 60.00 a US\$65.55, mientras la cotización del marcador Brent osciló en un rango de US\$61.22 a US\$67.02, respectivamente.

El 11 de enero de 2017, el ME&M, junto con los productores y el sector de refinería de petróleo de Argentina firmaron el “Acuerdo para la Transición al Precio Internacional de la Industria Hidrocarbúrica Argentina”, el cual, a través de la transición de precios, está diseñado para acercar el precio del barril de petróleo crudo producido y comercializado en Argentina al precio en los mercados internacionales durante 2017. Este acuerdo (por el que se estableció un esquema de determinación y revisión de precios a lo largo del año 2017) tuvo vigencia hasta el 31 de diciembre de 2017, pero antes de esa fecha se logró la convergencia de precios referida, por lo que el ME&M notificó a los firmantes de ese acuerdo que, de conformidad con lo pactado en el punto 9 del acuerdo referido, a

partir del 1 de octubre de 2017 los compromisos asumidos por medio de éste quedarían suspendidos. En la actualidad los precios en el mercado interno del petróleo crudo y los combustibles refinados no se encuentran restringidos y serían determinados por las reglas de libre juego de oferta y demanda.

Adicionalmente, los precios a los que se vende el gas natural en Argentina están sujetos a regulaciones gubernamentales, incluyendo esquemas de compensación que resultan en incrementos en los retornos de compañías admitidas en programas para el estímulo del gas natural.

No podemos asegurar que seremos capaces de mantener o incrementar el precio de nuestros productos en Argentina, y las limitaciones en nuestra capacidad para realizar lo anterior podrían afectar de forma adversa nuestras operaciones, flujos de efectivo y/o expectativas.

Estamos o podríamos estar sujetos a restricciones directas e indirectas a las importaciones y exportaciones, bajo la ley argentina.

La Ley Federal de Hidrocarburos permite las exportaciones de hidrocarburos, en la medida en que éstos no se requieran para el mercado local y se vendan a precios razonables. En el caso del gas natural, la Ley N° 24.076 de gas natural y las regulaciones vinculadas exigen que se tomen en cuenta las necesidades del mercado local al momento de autorizar las exportaciones de gas natural a largo plazo.

Durante los últimos años, las autoridades argentinas adoptaron ciertas medidas que resultaron en restricciones a las exportaciones de gas natural por compañías en Argentina. En virtud de lo precedente, las compañías de petróleo y gas se han visto obligados a vender una parte de su producción de gas natural originariamente destinada al mercado de exportación en el mercado local y no han podido cumplir en ciertos casos con sus compromisos de exportación en forma total o parcial.

Las exportaciones de petróleo crudo actualmente requieren la autorización previa por la Secretaría de Energía (según el régimen establecido bajo la Resolución S.E. N° 1679/04 y sus modificatorias y complementarias). Las compañías petroleras que tienen la intención de exportar petróleo crudo o gas licuado del petróleo deben primero demostrar que la demanda local de dicho producto ha sido satisfecha o que la oferta de venta del producto a los compradores locales ya fue realizada y rechazada. Las refinerías de petróleo que tienen la intención de exportar gasoil deben primero demostrar que la demanda local de gasoil ha sido satisfecha. Debido a que la producción local de gasoil no satisface actualmente a las necesidades de consumo local en Argentina, las compañías de petróleo y gas se han visto imposibilitadas de exportar su producción de gasoil desde 2005 y, por ende, se han visto obligadas a vender dicho combustible en el mercado local a los precios vigentes.

El 21 de marzo de 2017 se publicó en el Boletín Oficial de la República Argentina el Decreto N° 192/2017 que creó el Registro cuya autoridad de aplicación es ME&M. El Registro involucra operaciones de importación de: i) petróleo crudo y ii) otros subproductos específicos, enumerados en su sección 2. Por medio de este reglamento, toda empresa que desee realizar este tipo de operaciones de importación tiene la obligación de registrar la operación en el Registro y obtener autorización por parte del ME&M antes de realizar la referida importación. El registro de la operación ante el ME&M será archivado de acuerdo con un procedimiento específico que dicha autoridad establezca para tal efecto.

De acuerdo con este decreto, el ME&M también fijará la metodología aplicable a la expedición de autorizaciones de importación, que se basará en las siguientes bases: a) falta de oferta de crudo de iguales características en el mercado interno; b) falta de capacidad de tratamiento adicional en refinerías locales con petróleo crudo local; y c) carencia de oferta de subproductos enumerados en el artículo 2 del referido decreto. Este régimen excluye cualquier importación que deba realizar la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima (CAMMESA), con el fin de abastecer a las centrales eléctricas cuyo objetivo principal sea el suministro técnico al Sistema Argentino de Interconexión (SADI).

No podemos predecir durante cuánto tiempo se mantendrán vigentes estas restricciones a las importaciones y exportaciones, o si se adoptarán medidas adicionales en el futuro que afecten en forma adversa nuestra

capacidad de exportar e importar gas, petróleo crudo, gasoil u otros productos y, en consecuencia, los resultados de nuestras operaciones.

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

En 2002, el Gobierno Argentino impuso derechos sobre las exportaciones de petróleo a una tasa del 20% para el petróleo crudo y del 5% para los productos de gas licuado del petróleo inicialmente por un plazo de cinco años. Los derechos de exportación fueron prorrogados por ley en 2006 por la Ley N° 26.217 y en 2011 por la Ley N° 26.732 se prorrogó por cinco años más. A partir de 2002, las tarifas se han ido incrementando progresivamente. En noviembre de 2007, el Ministerio de Economía y Producción por medio de la Resolución N° 394/2007, aumentó los derechos de exportación de petróleo y otros productos refinados y estableció que cuando el precio internacional de referencia (West Texas Intermediate o "WTI") superaba el precio de referencia, fijado en US\$60.9/bbl, se permitiría al productor cobrar US\$42/bbl, y el resto sería retenido por el Gobierno Argentino como un impuesto a la exportación. Si el precio internacional del WTI era inferior al precio de referencia pero superaba los US\$45/bbl, se aplicaba una tasa de retención del 45%. Si dicho precio era inferior a US\$45/bbl, el Gobierno Argentino determinaba el impuesto de exportación aplicable en un plazo de 90 días hábiles.

En mayo de 2004, la Resolución N° 645/2004 del Ministerio de Economía y la Producción estableció un derecho de exportación sobre el gas natural y los líquidos de gas natural a una tasa del 20%. El derecho de exportación sobre el gas natural se volvió a incrementar en julio de 2006 al 45% y la Administración General de Aduanas recibió la instrucción de aplicar el precio fijado por el Acuerdo Marco entre Argentina y Bolivia como precio base para aplicar el nuevo tipo de impuesto, sin perjuicio del precio de venta.

La Resolución N° 127/2008 del Ministerio de Economía y la Producción aumentó los derechos de exportación aplicables a las exportaciones de gas natural del 45% al 100% y estableció una base de valoración para el cálculo del derecho como el precio más alto establecido en cualquier contrato de cualquier importador argentino para la importación de gas (abandonando el precio de referencia anteriormente aplicable establecido por el Acuerdo Marco entre Argentina y Bolivia antes mencionado).

La Resolución N° 1.077/14, que derogó la Resolución N° 394/2007 y entró en vigencia el 1 de enero de 2015, estableció una retención del 1% si el precio internacional del crudo fuera inferior a US\$71/bbl y una base de retención de basada en una fórmula predefinida si el precio internacional del crudo fuere igual o mayor a los US\$71/bbl.

Con respecto a los productos de gas licuado del petróleo (incluidos el butano, el propano y sus mezclas), la Resolución N° 36/2015 modificó la fórmula para calcular el derecho de exportación a partir del 1 de abril de 2015, lo que en algunos casos generó un aumento de los precios comerciales en el mercado local.

Sin embargo, el 1 de enero de 2017, el Gobierno Argentino no prorrogó las resoluciones impuestas a las retenciones a las exportaciones de hidrocarburos y por lo tanto, a la fecha de esta declaración, no se encuentran vigentes retenciones a las exportaciones de hidrocarburos. Asimismo el 31 de diciembre de 2017 venció la Ley de Emergencia Económica, perdiendo el Poder Ejecutivo Nacional ciertas facultades extraordinarias discrecionales que le fueron delegadas y que incluían sancionar regulaciones cambiarias, pautar porcentajes de retenciones a la exportación de hidrocarburos, fijar tarifas y renegociar contratos de servicios públicos, entre otras cuestiones. A la fecha del presente folleto informativo las facultades no han sido renovadas nuevamente por el Poder Legislativo. Sin embargo, y pese a que dichas cuestiones no pueden ser creadas por el Poder Ejecutivo Nacional de modo discrecional, no podemos asegurar que el Congreso no aplicará ni creará alcúotas a la exportación ni regulará las

importaciones de hidrocarburos en el futuro. No se puede predecir el impacto que cualquier cambio de esta naturaleza podría tener en los resultados de las operaciones y en la situación financiera de Vista y sus subsidiarias.

Los resultados de las operaciones de nuestro negocio también dependerán, en cierta medida, de su participación continua en dos programas clave del Gobierno Argentino y de su capacidad para cobrar los pagos en virtud de dichos programas.

En forma posterior a la Operación, los resultados de las operaciones y la situación financiera de nuestro negocio también dependerán, en cierta medida, de la participación continua en dos programas clave establecidos por el Gobierno Argentino con el objetivo de generar mayores niveles de actividad, inversión y empleo en el sector nacional del gas natural.

Las empresas objetivo de la Operación participaron en el Programa Gas Plus y en el Programa Estímulo a la Inyección Excedente de Gas Natural para Empresas con Inyección Reducida del Gobierno Argentino (“Programa de Estímulo al Gas Natural”) con el propósito de alentar las inversiones para la producción de gas natural proveniente de reservorios no convencionales en la cuenca Neuquina. En general, el programa establece un esquema de compensaciones a ser abonadas sobre los precios del gas natural, para ser aplicado de manera gradual y progresiva dependiendo de la producción excedente de cada empresa sobre su inyección base ajustada (inyección base = inyección de julio a diciembre de 2013). Los valores de compensación oscilan entre US\$ 4 / MMBtu y US\$ 7.5 / MMBtu, dependiendo del nivel de inyección por sobre la inyección base promedio. El gobierno federal abona esta compensación de manera trimestral y en pesos argentinos. Las empresas que ingresan al programa asumen el compromiso de inyectar por lo menos la inyección base ajustada o bien de abonar al gobierno federal el precio de importación del volumen faltante que es calculado en base al precio de importación del gas natural licuado durante los seis meses previos. El mencionado programa finalizó su vigencia el 31 de diciembre de 2017.

Asimismo el Gobierno Argentino creó el Programa de Estímulo a las Inversiones en Desarrollos de Producción de Gas Natural proveniente de Reservorios No Convencionales creado por el ME&M conforme la Resolución N° 46-E/2017 (“Programa de Estímulo Resolución N° 46-E/2017”), el que está vigente desde el 1 de enero de 2018 hasta el 31 de diciembre de 2021, y aplica para las empresas ubicadas en la cuenca Neuquina que cuenten con permisos de producción no convencional, se encuentren inscriptas en el registro de empresas de petróleo nacional, y presenten un plan de inversión específica que debe ser aprobado por la autoridad provincial aplicable y por la Secretaría de Recursos Hidrocarburíferos. El Programa de Estímulo Resolución N° 46-E/2017 establece una compensación de acuerdo a la cuantía de la producción y que se calcula sobre la producción de gas no convencional a ser comercializado, es decir, el gas natural ya acondicionado para ser comercializable, excluyendo el consumo interno del yacimiento y considerando la diferencia entre el precio mínimo garantizado y el precio efectivamente percibido (es el precio promedio mensual ponderado por volumen del total de ventas de gas natural en la República Argentina que será publicado por la Secretaría de Recursos Hidrocarburíferos). El precio mínimo garantizado se establece en: (i) US\$ 7.50 / MMBtu para el año calendario 2018; (ii) US\$ 7.00 /MMBtu para el año calendario 2019; (iii) US\$ 6.50 / MMBtu para el año calendario 2020, y (iv) US\$ 6.00 / MMBtu para el año calendario 2021.

Si bien la remuneración está expresada en dólares estadounidenses, se factura en pesos y se convierte al tipo de cambio vigente durante el mes en que se realiza el pago, dejando a las empresas inscriptas expuestas a un riesgo cambiario entre la fecha de facturación y la fecha de cobro. Si las empresas inscriptas no cobran la remuneración del Programa de Estímulo de Gas Natural de manera oportuna o si la remuneración total disminuye como resultado de las fluctuaciones del tipo de cambio, podrían enfrentarse restricciones de liquidez que podrían afectar negativamente su condición financiera y los resultados de las operaciones y la capacidad de pagar nuestras deudas.

Asimismo, si no se cumplen los compromisos conforme al Programa de Estímulo de Gas Natural, no podrá recibirse ninguna remuneración por Inyección excedente y se les puede eliminar del programa o pagar multas, entre otras posibles consecuencias. El Gobierno Argentino tampoco estará obligado a pagar dicha remuneración si se cumplen determinadas condiciones, por ejemplo si los precios de importación del GNL permanecen por debajo de US\$7.50 por mmbtu durante un período continuo de seis meses. Actualmente, las empresas no están obligados a pagar regalías por la remuneración que reciben del Gobierno Argentino en relación con el Programa de Estímulo

de Gas Natural. Sin embargo, no podemos garantizar que no se les exija el pago de regalías u otros cargos por los montos que reciban en el futuro o por los montos que recibieron en el pasado, lo que a su vez podría afectar los resultados de nuestras operaciones.

Adicionalmente, enfrentaríamos el riesgo de que el Gobierno Argentino suspenda cualquiera de los programas mencionados anteriormente, tal como ocurrió, en otras circunstancias, cuando el Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios suspendió la implementación de los programas “Petróleo Plus” y “Refino Plus” en febrero de 2012 (en respuesta a supuestas modificaciones de las condiciones del mercado en las que fueron estructurados estos programas en el año 2008). Si ocurriera algo similar con respecto a cualquiera de estos programas, la capacidad de Vista y sus subsidiarias para generar ingresos futuros podría verse considerablemente deteriorada, lo que, a su vez, afectaría negativamente nuestra situación financiera y los resultados de nuestras operaciones.

Emplearemos una fuerza laboral altamente sindicalizada y podríamos ser sujetos de acciones laborales tales como huelgas, mismas que podrían tener un efecto material adverso en nuestro negocio.

Los sectores en los que operaremos están altamente sindicalizados. No podemos asegurar que nosotros o nuestras subsidiarias no experimentarán interrupciones laborales o huelgas en el futuro, lo cual podría resultar en un efecto material adverso en nuestro negocio y retornos. No podemos asegurar que seremos capaces de negociar nuevos contratos colectivos de trabajo en los mismos términos a los que hoy se encuentran en vigor, en caso aplicable para cada Adquisición, o que no seremos sujetos de huelgas o interrupciones laborales antes o durante el proceso de negociación de dichos contratos. Si somos incapaces de negociar acuerdos salariales en términos satisfactorios, o somos sujetos de huelgas o interrupciones laborales, nuestros resultados de operación, condición financiera y el valor de mercado de nuestras acciones podrían verse materialmente afectados.

En caso de que ocurra un accidente o un evento no cubierto por pólizas de seguro, podríamos enfrentarnos a pérdidas significativas que podrían afectar de manera sustancialmente adversa nuestro negocio y resultados operativos.

Aunque consideramos tener coberturas que correspondan a los estándares internacionales, no podemos asegurar la existencia o suficiencia de cobertura de riesgos para una pérdida o riesgo particular. En caso de que ocurra un accidente o algún otro evento que no se encuentre cubierto por nuestras pólizas de seguro en cualquiera de nuestros segmentos de negocio, podríamos experimentar pérdidas materiales o vernos obligados a reembolsar montos significativos de fondos propios, que podrían resultar en un efecto material adverso en nuestra condición financiera.

Nuestro desempeño depende sustancialmente del reclutamiento y retención de personal clave.

Nuestro desempeño presente y futuro y la operación de nuestro negocio dependen de las contribuciones del Equipo de Administración, así como de nuestro equipo de ingenieros y demás empleados. Dependemos de nuestra habilidad para atraer, entrenar, motivar, y retener a personal administrativo y especializado con las aptitudes y experiencia necesaria. No podemos garantizar que tendremos éxito reteniendo y atrayendo personal clave y reemplazar a cualesquier empleados significativos que perdiéramos resultaría complicado y consumiría tiempo. La pérdida de experiencia y servicios del personal clave o la incapacidad de contratar reemplazos adecuados y personal adicional podría resultar en un efecto material adverso en nuestras operaciones, flujos de efectivo y/o expectativas.

Nuestro negocio depende en gran parte de nuestras instalaciones de producción.

Luego de la consumación de la Operación, las instalaciones en los yacimientos de petróleo y gas constituirán nuestros principales centros de producción de los cuales dependen gran parte de nuestros ingresos. Todo daño significativo, accidente u otra clase de interrupción a la producción vinculada con dichas instalaciones podría tener un efecto adverso en nuestras operaciones, flujos de efectivo y/o expectativas.

Nuestras operaciones podrían generar riesgos ambientales y cualquier cambio en las leyes en materia ambiental podrían incrementar nuestros costos operativos.

Luego de la consumación de la Operación, algunas de nuestras operaciones estarán sujetas a riesgos en materia ambiental que podrían surgir de forma inesperada y resultar en un efecto material adverso en nuestros resultados de operación y condición financiera. Adicionalmente, la materialización de cualquiera de estos riesgos podría resultar en lesiones, pérdida de vidas, daños ambientales, reparaciones y gastos, daños a equipos, responsabilidad civil y procedimientos administrativos. No podemos asegurar que no incurriremos en costos adicionales relacionados con problemas ambientales en el futuro, que podrían resultar en un efecto material adverso en nuestros resultados de operación y condición financiera. Adicionalmente, no podemos asegurar que nuestra cobertura de seguros sea suficiente para cubrir las pérdidas que pudieran resultar de riesgos ambientales.

Adicionalmente, somos sujetos de un amplio espectro de regulación en materia ambiental, tanto en Argentina, México, como en diversos países en los que operamos. Las autoridades locales en Argentina, México, y en diversos países en los que operamos, podrían implementar nuevas leyes y reglamentos en materia ambiental y solicitar que incurramos en costos más altos para cumplir con dichos estándares. La imposición de medidas regulatorias más rigurosas y el requerimiento de permisos relacionados con nuestras actividades en Argentina, México y los demás países en los que operamos o podríamos operar, podrían incrementar significativamente el costo de nuestras operaciones.

No podemos predecir los efectos generales que resulten de la implementación de nuevas leyes y reglamentos en materia ambiental sobre nuestra condición financiera y resultados operativos y flujo de fondos.

De igual manera, las actividades relacionadas con petróleo y gas están sujetas a riesgos significativos en materia económica ambiental y operativa, algunos de los cuales están más allá de nuestro control, como riesgos en materia de producción, equipo y transporte, así como desastres naturales y otras incertidumbres, incluyendo aquellas relacionadas a las características de yacimientos de gas terrestres o marítimos. Nuestras operaciones podrían retrasarse o cancelarse como resultado de malas condiciones climáticas, dificultades mecánicas, retrasos o falta de suministros en la entrega de equipo, cumplimiento con regulaciones gubernamentales, incendios, explosiones, fallas en oleoductos, formaciones anormales, y riesgos ambientales, como derrames de petróleo, fugas de gas, rupturas o liberación de gases tóxicos. Si estos riesgos se materializaran, podríamos sufrir pérdidas operacionales sustanciales o interrupciones en nuestras operaciones. La perforación podría resultar no rentable, no sólo respecto de pozos secos, pero también respecto de pozos que sean productivos, pero no produzcan suficientes retornos netos después de la perforación.

En el pasado, las compañías de petróleo y gas en Argentina se han visto afectadas por ciertas medidas adoptadas por el Gobierno de Argentina y podrían volver a verse afectadas por cambios adicionales en el marco regulatorio aplicable.

En el pasado, el Gobierno de Argentina ha adoptado medidas respecto de la repatriación de fondos obtenidos como resultado de exportaciones de petróleo y gas y cargos aplicables a la producción de gas líquido, las cuales han afectado el negocio de los productores de petróleo y gas. En abril de 2012, el congreso argentino aprobó la Ley N° 26.741, expropiando el 51% de las acciones emitidas por YPF de las que era dueña la compañía española, Repsol YPF. En términos de dicha ley, del 51% de acciones a ser expropiadas, el 51% de dichas acciones son propiedad del Gobierno Argentino, mientras que el 49% restante quedó en propiedad de provincias argentinas que se dedican a la producción de petróleo.

Además, dicha ley establece que las actividades relacionadas con hidrocarburos (incluyendo explotación, industrialización, transporte y comercialización) en el territorio argentino se consideran de "interés público nacional". Recientemente el actual gobierno, ha orientado su política petrolera hacia el libre mercado, cambios adicionales en dichas regulaciones que se encuentran todavía vigentes, podrían tener el efecto material adverso de dichas medidas en nuestro negocio, retornos, resultados operativos y condición financiera.

Los concesiones de explotación de petróleo y gas y los permisos de exploración están sujetos a ciertas condiciones que podrían no renovarse o ser revocadas.

La Ley Federal de Hidrocarburos establece que las concesiones o permisos del Gobierno Argentino para petróleo y gas permanezcan en vigor por 25, 30 ó 35 años, dependiendo de la concesión, a partir de la fecha en la que se hayan otorgado, y además establece que el plazo de la concesión puede extenderse por períodos adicionales de 10 años, sujeto a los términos y condiciones establecidos por el otorgante al momento de la renovación. La facultad para extender los plazos de permisos, concesiones y contratos vigentes y futuros, se le ha otorgado al gobierno de la provincia en donde esté ubicada el área relevante (y al Gobierno Argentino respecto de áreas localizadas más allá de 12 millas de la costa correspondiente). A efecto de ser elegible para una extensión, cualquier concesionario o permisionario debe (i) haber cumplido con sus obligaciones al amparo de la Ley Federal de Hidrocarburos y con los términos de la concesión o permiso en particular, incluyendo las pruebas relativas a pago de impuestos y regalías, la aportación de la tecnología necesaria, el equipo y la fuerza laboral y el cumplimiento con diversas obligaciones en materia ambiental, de inversión y desarrollo; (ii) producir hidrocarburos en el área concesionada correspondiente; y (iii) presentar un plan de inversión para el desarrollo de las áreas en cuestión según sea solicitado por las autoridades correspondientes al menos un año antes de que caduque el plazo de la concesión original. Adicionalmente, los concesionarios que soliciten extensiones al amparo de la Ley N° 27,007 están obligados a pagar regalías adicionales de entre el 3% y hasta 18%. Al amparo de la Ley Federal de Hidrocarburos, el incumplimiento de estos estándares y obligaciones puede resultar en la imposición de multas y en caso de incumplimientos materiales (una vez transcurridos los períodos de cura correspondientes) en la revocación de la concesión o permiso.

No podemos asegurar que nuestras concesiones serán extendidas en el futuro, tanto como resultado de revisiones por las autoridades relevantes de los planes de inversión presentados para tales propósitos u otras cuestiones, o que requisitos adicionales para la obtención de dichas concesiones o permisos no serán impuestos.

Detrimentos sustanciales o extendidos y volatilidad en los precios del petróleo crudo, productos derivados del petróleo y gas natural podrían tener un efecto material adverso en nuestros resultados operativos y condición financiera.

Se estima que nuestros ingresos provengan de la venta de petróleo crudo, productos derivados del petróleo y gas natural. Los factores que afectan los precios internacionales del petróleo y sus derivados incluyen: desarrollos políticos en regiones productoras de petróleo crudo, particularmente el Medio Oriente; la capacidad de la Organización de Países Productores de Petróleo (OPEP) y otras naciones productoras de petróleo crudo para establecer y mantener niveles de producción y precios; oferta y demanda regional y global de petróleo y sus derivados; competencia de otras fuentes de energía; regulación gubernamental nacional y extranjera; condiciones climáticas; y conflictos locales y globales y actos de terrorismo. No tenemos control alguno sobre estos factores. Los cambios en los precios del petróleo crudo usualmente generan cambios en los precios de los productos derivados del mismo. Los precios internacionales del petróleo han sufrido variaciones severas en años recientes, reduciéndose significativamente desde la segunda mitad de 2014.

Un detrimento sustancial o extendido en los precios 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. Adicionalmente, detrimentos significativos en los precios del petróleo crudo y sus derivados podrían obligarnos a incurrir en gastos por deterioro en el futuro o reducir o alterar el tiempo de nuestras inversiones de capital, y lo anterior podría afectar nuestros pronósticos de producción en el mediano plazo y nuestra estimación de reservas hacia el futuro.

Los precios del petróleo y gas podrían afectar nuestras inversiones de capital.

Los precios que seamos capaces de obtener por nuestros productos relacionados con hidrocarburos afectan la viabilidad de nuevas exploraciones, actividades de desarrollo, y como resultado, el tiempo y cantidad de nuestras inversiones de capital para dichos propósitos. Presupuestamos nuestras inversiones de capital considerando, entre otros, los precios de mercado para productos relacionados con hidrocarburos.

El precio internacional del barril de crudo ha fluctuado significativamente en el pasado y podría también hacerlo en el futuro. Durante 2015, 2016 y 2017, el precio de referencia del barril de crudo internacional Brent de referencia ha fluctuado significativamente, cotizando a un precio promedio de US\$52.30/bbl, US\$43.70/bbl y US\$ 55.47/bbl, respectivamente. Durante junio 2017 el precio promedio fue US\$47.92/bbl, mientras que en el mes de

diciembre 2017 fue de US\$66.87/bbl. Si bien los precios del barril de petróleo en Argentina no han reflejado simétricamente en el pasado las variaciones tanto al alza como a la baja en el precio internacional del petróleo, la fluctuación se vio reflejada en los precios locales de comercialización del petróleo. En el supuesto de que baje el precio de referencia del crudo internacional, y que ello finalmente se traslade en forma sustancial al precio local de comercialización del petróleo, lo cual no podemos controlar, podría reducir la viabilidad económica de nuestros proyectos, generando la pérdida de reservas en nuestros planes de desarrollo, como así también afectar nuestros supuestos y estimaciones y consecuentemente afectar el valor de recupero de ciertos activos. Adicionalmente, si los precios de comercialización de nuestros productos refinados son afectados, nuestra capacidad de generación de fondos y nuestros resultados operativos podrían también verse afectados de manera adversa.

Atento a lo mencionado previamente, y en el supuesto de que los actuales precios locales para ciertos productos no se correspondan con los aumentos de costos (incluidos los relacionados con el aumento en el valor del dólar estadounidense frente al peso argentino), nuestra capacidad para mejorar nuestra tasa de recuperación de hidrocarburos, encontrar nuevas reservas, desarrollar recursos no convencionales e implementar ciertos de nuestros planes de inversión en bienes de capital podría verse afectado en forma adversa lo que, a su vez, podría afectar adversamente nuestros resultados financieros, los resultados de nuestras operaciones y el flujo de efectivo.

Adicionalmente, es posible que se requiera registrar un deterioro de propiedades, planta y equipo y activos intangibles, si los precios estimados del petróleo disminuyen o si tenemos importantes ajustes a la baja de nuestras reservas probadas estimadas, aumentos en nuestros costos de operación, aumentos en la tasa de descuento, entre otros.

En consecuencia, en caso de que los precios nacionales actuales disminuyan, la capacidad para mejorar nuestros rangos de recuperación, identificar nuevas reservas y llevar a cabo nuevos planes de gastos de capital podría verse afectada, lo que en consecuencia, podría tener un efecto material adverso en nuestros resultados operativos.

Nosotros o nuestras subsidiarias podríamos no ser concesionarios o socios operativos en todas las joint ventures (joint operations para efectos contables) en las que nosotros o ellas participen, y las acciones tomadas por los concesionarios y/o operadores en dichas joint ventures podrían tener un efecto material adverso en el éxito de dichas operaciones.

Tanto nosotros como nuestras subsidiarias llevaríamos a cabo actividades de exploración y explotación de hidrocarburos, a través de *joint ventures (joint operations para efectos contables)*, a través de contratos con terceros. En algunos casos particulares, nuestros socios de los *joint ventures* tendrán los derechos sobre la concesión. Conforme a los términos y condiciones de dichos contratos, una de las partes podrá asumir el papel de operador de la *joint venture*, y por lo tanto asume la responsabilidad de ejecutar todas las actividades al amparo de dicho contrato. Sin embargo, hay casos en que ni nosotros ni nuestras subsidiarias podríamos asumir papel de concesionario y/o operador, por lo que, en dichos casos, nos encontraríamos sujetos a riesgos relacionados con el desempeño de y las medidas tomadas por el concesionario y/o operador para llevar a cabo las actividades. Dichas acciones podrían resultar en un efecto material adverso para el éxito de dichos *joint ventures*, y por lo tanto afectar de forma adversa nuestra condición financiera y resultados operativos.

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

Nuestra capacidad para ejecutar y llevar a cabo nuestro plan de negocio depende de nuestra capacidad de obtener financiamiento a un costo razonable y en condiciones razonables. Hemos identificado oportunidades de perforación y prospectos para futuras perforaciones relacionadas con reservas de petróleo y gas no convencional, como el *shale oil* y gas en la formación Vaca Muerta. Estas localizaciones de perforación perspectivas representan una parte de nuestros planes de perforación en el futuro. Nuestra capacidad de perforar y desarrollar estos lugares depende de varios factores, incluyendo las condiciones estacionales, aprobaciones regulatorias, la negociación de acuerdos con terceros, los precios de los *commodities*, los costos, disponibilidad de equipos, servicios y personal y resultados de perforación. Además, la perforación y explotación de tales reservas de petróleo y gas depende de nuestra capacidad para adquirir la tecnología necesaria y contratar personal u otro tipo de apoyo necesario para

la extracción y de obtener financiamiento y socios para desarrollar dichas actividades. Debido a estas incertidumbres, no podemos dar ninguna garantía en cuanto a la oportunidad de estas actividades o que finalmente se traducirán en reservas probadas o que podremos cumplir con nuestras expectativas de éxito, lo que podría afectar negativamente a nuestros niveles de producción, situación financiera y resultados operativos.

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

La producción de yacimientos de petróleo y gas disminuye conforme las reservas se agotan, con el rango de disminución dependiendo de las características de la reserva. De acuerdo con lo anterior, el monto de disponible disminuye en la medida en que se produce y consumen las reservas. El nivel de reservas de petróleo y gas hacia el futuro, así como el de producción, y por lo tanto nuestros flujos de efectivo e ingresos dependen de manera sustancial de nuestra capacidad para desarrollar las reservas presentes, celebrar nuevos contratos de inversión y encontrar y adquirir reservas recuperables. Aunque hemos tenido éxito al identificar y desarrollar depósitos comercialmente explotables y perforar en ubicaciones en el pasado, es posible que no podamos replicar dicho éxito en el futuro. Podríamos no identificar más depósitos comercialmente explotables, completar o producir más reservas de petróleo y gas, y los pozos que hemos perforado o planeemos perforar podrían no resultar en el descubrimiento o producción de petróleo o gas natural. Si no somos capaces de reabastecer nuestra producción presente y futura, el valor de las reservas decaerá y nuestros resultados de operación, situación financiera y flujo de fondos podrían verse negativamente afectados.

Las reservas de petróleo y gas que estimamos están basadas en asunciones que podrían resultar imprecisas.

Las reservas de petróleo y gas al 31 de diciembre de 2016 que estimamos en caso de consumir la Combinación Inicial de Negocios están basadas en el reporte (el “Reporte de Reservas”) de *Gaffney, Cline & Associates* (la “Firma de Ingenieros de Reservas Independiente”). Aunque están clasificadas como “reservas probadas”, los estimados de reservas establecidos en el Reporte de Reservas se basan en ciertas asunciones que podrían resultar incorrectas. Las asunciones realizadas por la Firma de Ingenieros de Reservas Independiente incluyen los precios de petróleo y gas determinados de acuerdo con los lineamientos establecidos en el Reporte de Reservas, mientras que los gastos futuros y otros supuestos fueron provistos por nosotros. Para más información por favor referirse al Reporte de Reservas adjunto como Anexo 4.

El proceso de estimación se inicia con una revisión inicial de los activos por parte de geofísicos, geólogos e ingenieros. Un coordinador de reservas protege la integridad e imparcialidad de los estimados a través de la supervisión y soporte a los equipos técnicos responsables de preparar los estimados de reservas. Nuestros estimados son entregados por el director de Producción de Petróleo y Gas. La ingeniería de reservas es un proceso subjetivo para estimar las acumulaciones en el subsuelo y que conlleva cierto grado de incertidumbre. Los estimados de reservas dependen de la calidad de los datos de ingeniería y geología en la fecha de estimación y de su interpretación.

La ingeniería de reservas es un proceso subjetivo para estimar acumulaciones de petróleo y gas que no puede ser medido de forma precisa, y las estimaciones de otros ingenieros pueden diferir materialmente de los establecidos en el reporte anual antes mencionado. Un sinnúmero de supuestos e incertidumbres resultan inherentes al momento de estimar las cantidades que conforman las reservas probadas de petróleo y gas, incluyendo la proyección de la producción, el tiempo y monto de los gastos de desarrollo y los precios del petróleo y del gas, muchos de los cuales se encuentran más allá de nuestro control. Los resultados de perforación, pruebas y producción después de la fecha de estimación pueden requerir revisiones. El estimado de nuestras reservas de petróleo y gas se vería afectado en caso de que, por ejemplo, no fuéramos capaces de vender el petróleo y gas natural que hayamos producido. En consecuencia, los estimados de reservas usualmente son materialmente diferentes a las cantidades que al final se extraen, y si dichas cantidades son diametralmente inferiores a los estimados iniciales de reservas, lo anterior podría resultar en un efecto material adverso en nuestros resultados de operación.

Nuestra industria se ha vuelto cada vez más dependiente de las tecnologías digitales para llevar a cabo la operatoria diaria.

A medida que la dependencia en tecnologías digitales ha aumentado, también han aumentado en el mundo los incidentes cibernéticos, incluyendo ataques deliberados o eventos no intencionales. Las tecnologías, sistemas y redes que Vista podría implementar en el futuro, y las de nuestros proveedores de servicios, podrían ser objeto de ataques cibernéticos o fallos a la seguridad de los sistemas de información, lo que podría dar lugar a interrupciones en los sistemas industriales críticos, la divulgación no autorizada de información confidencial o protegida, la corrupción de datos u otras interrupciones de nuestras operaciones. Además, ciertos incidentes cibernéticos, como la amenaza persistente avanzada, podrían no ser detectados por un período prolongado de tiempo. No podemos asegurar que no ocurran incidentes cibernéticos en el futuro y como tal que nos veamos afectados en nuestras operaciones y/o nuestra situación financiera.

Nuestras operaciones están sujetas a riesgos sociales.

Nuestras actividades están sujetas a riesgos sociales, incluidas potenciales protestas de comunidades que rodean las operaciones de la plataforma en cuestión. A pesar de que estamos comprometidos a operar de una manera socialmente responsable, podemos enfrentar la oposición de las comunidades locales con respecto a proyectos actuales y futuros en las jurisdicciones en las que operaríamos de consumarse la Combinación Inicial de Negocios, lo que podría afectar adversamente nuestros negocios, los resultados de operaciones y nuestra situación financiera.

Las condiciones económicas y políticas adversas en Latinoamérica podrían afectar de manera adversa nuestros negocios.

Nuestro negocio operativo depende significativamente del desempeño de las economías latinoamericanas. Un deterioro en las condiciones de la situación económica, de la inestabilidad social, del malestar político u otros acontecimientos sociales adversos en los países latinoamericanos, tales como Colombia, Brasil y México, podría afectar de manera materialmente adversa nuestro plan de negocios. Los países en la región han experimentado crisis económicas en el pasado causadas por factores internos y externos, caracterizados, entre otras cosas, por la inestabilidad del tipo de cambio (incluyendo grandes devaluaciones), altas tasas de inflación, altas tasas de interés internas, contracción económica, reducción de los flujos internacionales de capital, restricciones a los préstamos impuestas por las instituciones crediticias internacionales, la reducción de liquidez en el sector bancario y las altas tasas de desempleo. Como resultado, tales condiciones, así como el estado general de las economías de los países latinoamericanos, sobre las cuales no tenemos control, podrían tener un efecto material adverso en nuestro plan de negocios, nuestra condición financiera o resultados operativos.

Nuestros negocios dependen en gran medida de las condiciones económicas de Argentina.

Posterior a la consumación de la Operación, la totalidad de las operaciones, propiedades y clientes se encontrarían en Argentina, y, como resultado, nuestro negocio depende en gran medida de las condiciones económicas imperantes en la Argentina. Los cambios en las condiciones económicas, políticas y regulatorias en Argentina y las medidas adoptadas por el Gobierno Argentino han tenido y se espera que sigan teniendo un impacto significativo en nosotros. Usted debe hacer su propia investigación sobre la Argentina y las condiciones imperantes en este país antes de tomar una decisión de inversión.

La economía argentina ha experimentado una significativa volatilidad en las últimas décadas, incluyendo diversos períodos de crecimiento bajo o negativo y niveles elevados y variables de inflación y devaluación de la moneda. No podemos asegurar que los niveles de crecimiento de los años recientes continuarán en años posteriores o que la economía no sufrirá recesión. Si las condiciones económicas de la Argentina tienden a deteriorarse, si la inflación se incrementara, o si no resultaren efectivas las medidas del Gobierno Argentino para atraer o retener inversiones extranjeras y financiamiento internacional, podría afectar adversamente el crecimiento económico del país y, a su vez, afectar nuestra situación financiera y el resultado de nuestras operaciones.

La economía argentina depende de una serie de factores, incluyendo (pero no limitado a) los siguientes:

- La demanda internacional para los principales productos de exportación de la Argentina;

- Los precios internacionales para los principales *commodities* de exportación de la Argentina;
- La estabilidad y competitividad del peso con relación a otras monedas;
- La competitividad y eficiencia de la industria y servicios locales de la Argentina;
- El nivel de consumo interno y de inversión y financiamiento interno y externo; y
- La tasa de inflación.

La economía argentina también es particularmente sensible a los acontecimientos políticos locales. A pesar de las medidas que ya ha tomado el Gobierno Argentino, cuyo mandato comenzó el 10 de diciembre de 2015, tales como la eliminación de sustancialmente todas las restricciones cambiarias, el ajuste parcial de las tarifas de gas y energía eléctrica y la eliminación o reducción de los impuestos a la exportación de ciertos productos, continúa enfrentando desafíos con respecto a la economía argentina.

Adicionalmente, la economía argentina es vulnerable a situaciones adversas que afectan a sus principales socios comerciales. Una disminución significativa en el crecimiento económico de cualquiera de los principales socios comerciales de la Argentina, como Brasil, China o los Estados Unidos, podría tener un efecto material adverso la balanza comercial y afectar negativamente el crecimiento económico de la Argentina, y por lo tanto podría afectar adversamente nuestra condición financiera y los resultados de las operaciones. Por otra parte, una significativa depreciación de las monedas de nuestros socios comerciales o competidores comerciales podría afectar negativamente a la competitividad de la Argentina y por lo tanto afectar negativamente su economía y nuestra condición financiera y resultados de operación.

En 2005, la República Argentina reestructuró una porción significativa de sus bonos de deuda con alrededor del 76% de los tenedores de bonos y, en 2006, canceló la totalidad de su deuda con el FMI. En junio de 2010, la República Argentina reestructuró adicionalmente bonos de deuda incumplidos que no habían sido canjeados en 2005. Como resultado de los canjes de deuda de 2005 y 2010, más del 92% de los bonos de deuda que la Argentina había incumplido en 2002 han sido reestructurados ("Bonos Canjeados").

Ciertos tenedores de bonos que no adhirieron al canje en la reestructuración de la deuda demandaron a la República Argentina exigiendo el pago ("Tenedores de Bonos que no Ingresaron en el Canje"). El 7 de diciembre de 2011, el Tribunal de Distrito del Distrito Sur de Nueva York sostuvo que la Republica Argentina estaba obligada por la cláusula *pari-passu* del Acuerdo de la Agencia Fiscal de 1994 que rige los bonos en default, a otorgar el mismo tratamiento a sus obligaciones de pago con los Tenedores de Bonos que no Ingresaron en el Canje que al resto de su deuda, incluyendo los Bonos Canjeados. El 23 de febrero de 2012, el Tribunal de Distrito prohibió a la República Argentina realizar pagos de Bonos Canjeados sin realizar también pagos proporcionales de la deuda en default y, en octubre de 2012, la medida cautelar del Tribunal de Distrito fue ratificada por la Cámara de Apelaciones del Segundo Circuito.

En febrero del 2016, la República Argentina negoció y alcanzó un acuerdo con un número importante de Tenedores de Bonos. También en febrero del 2016, el Tribunal de Distrito emitió un fallo indicativo, mediante el cual se declaró que en virtud de la propuesta de acuerdo por parte de Argentina, estaría dispuesto a otorgar la anulación de las órdenes en todos los casos sujeto a la actualización de dos condiciones: (1) la abrogación por parte de la República Argentina de los obstáculos legislativos para lograr un acuerdo, y (2) el pago por parte de la República Argentina a todos los Tenedores de Bonos que no Participaron en el Canje que hayan llegado en principio a un acuerdo con la Republica Argentina en o antes del 29 de febrero del 2016. El 2 de marzo, el Tribunal de Distrito anuló las órdenes en todas las acciones sujeto a la actualización de las condiciones establecidas en el fallo indicativo.

El 31 de marzo de 2016, el Congreso argentino derogó los obstáculos legislativos y aprobó la propuesta de acuerdo. El 22 de abril de 2016, Argentina emitió US\$16.500 millones de nuevos títulos de deuda en los mercados de capitales internacionales y aplicó US\$9.300 millones para satisfacer los pagos de liquidación de acuerdos con

tenedores de aproximadamente US\$8.200 millones en bonos incumplidos. El Tribunal de Distrito ordenó la anulación del fallo de todos los mandamientos pari passu tras la confirmación de dichos pagos.

Ciertos riesgos son inherentes a una inversión en una Compañía que opera en un mercado emergente como lo es la Argentina.

Argentina es una economía de mercado emergente, y la inversión en los mercados emergentes generalmente conlleva riesgos. Estos riesgos incluyen la inestabilidad política, social y económica que pueden afectar los resultados económicos de la Argentina que se derivan de varios factores, incluyendo los siguientes:

- altas tasas de interés;
- los cambios bruscos en los valores de las divisas;
- altos niveles de inflación;
- control de cambios;
- controles de salarios y precios;
- regulaciones para importar equipos y otras necesidades relevantes para las operaciones;
- los cambios en las políticas económicas o fiscales; y
- las tensiones políticas y sociales.

Sin perjuicio de que gestionaremos activamente nuestro programa de trabajo, contratación, compras y actividades en la cadena de suministro en pos para administrar eficazmente los costos, los niveles de precios para el capital y los costos de exploración y los gastos operativos asociados con la producción de petróleo crudo y gas natural pueden estar sujetos a factores externos fuera de nuestro control, incluyendo, entre otras cosas, el nivel general de inflación, los precios de los commodities y los precios cobrados por los proveedores de materiales y servicios, que pueden verse afectados por la volatilidad de las propias condiciones de la oferta y la demanda de la industria para este tipo de materiales y servicios. En los últimos años, la industria del petróleo y gas experimentaron en general un aumento en ciertos costos que superó la tendencia general de la inflación. No podemos asegurar que estas presiones de costos disminuirán como resultado de la disminución de los precios del petróleo crudo y otras materias primas en el mercado global e interno en el pasado reciente.

Cualquiera de estos factores, así como la volatilidad de los mercados de capitales, podría afectar adversamente nuestra condición financiera y resultados de nuestra operación o la liquidez.

La alta inflación constante en Argentina podrá tener un efecto negativo en la economía argentina y en nuestro desempeño financiero.

La inflación, en el pasado, ha debilitado significativamente la economía argentina y la capacidad del gobierno de promover las condiciones que podrían permitir un crecimiento estable. En los últimos años, la Argentina se ha enfrentado a presiones inflacionarias, evidenciadas por precios significativamente más altos de combustible, energía y alimentos, entre otros factores. En respuesta, la administración argentina anterior implementó programas para controlar la inflación y monitorear los precios para bienes y servicios esenciales, incluyendo el congelamiento de precios de productos y servicios clave (incluyendo las tarifas de la electricidad), y convenios para subsidiar los precios entre el Gobierno Argentino y el sector de compañías privadas en varias industrias y mercados.

Las tasas de inflación podrán aumentar en el futuro y existe incertidumbre sobre los efectos que podrían tener las medidas adoptadas, o que pudiera adoptar en el futuro el Gobierno Argentino para controlar la inflación. Si la inflación continúa siendo alta o continúa creciendo, la economía argentina podría verse negativamente afectada y nuestros resultados de operaciones se verían significativamente afectados.

Podríamos estar sujetos a regulaciones cambiarias y de capitales.

En el pasado, la Argentina ha establecido controles cambiarios y restricciones a la transferencia de fondos al exterior que limitaron sustancialmente la capacidad de las empresas de conservar divisas o de realizar pagos al exterior. A partir de 2011, nuevos controles cambiarios han sido impuestos que limitaron las compras de moneda extranjera y la transferencia de divisas al exterior. Desde 2011, las empresas petroleras y de gas, entre otras entidades, estaban obligados a repatriar el 100% de las divisas provenientes de operaciones de exportación.

En diciembre de 2015, las nuevas autoridades del gobierno nacional decidieron eliminar ciertos controles cambiarios impuestos por los gobiernos previos, tales como la obligación de ingreso y liquidación de divisas al mercado de cambio local para operaciones de financiamiento en el exterior y del depósito (inmovilización de fondos) del 30% de fondos en dólares conforme se dieran las condiciones establecidas por el Decreto 616/2005, entre otras. Adicionalmente, a través de la Comunicación "A" 6244 del Banco Central, se dejó sin efecto todas las normas que reglamentaban la operatoria cambiaria, la posición general de cambios, las disposiciones adoptadas por el Decreto N° 616/05, manteniendo únicamente su vigencia las normas vinculadas con regímenes informativos, relevamientos o seguimientos relacionados con dichos tópicos. Luego de estos cambios, al 31 de diciembre de 2015, el peso argentino cayó a AR\$ 12.99 por US\$ 1.00, una depreciación de aproximadamente 52 % en comparación con la tasa a partir de finales de 2014 (una depreciación del tipo de cambio de aproximadamente 40 % comparado con el tipo de cambio al 16 de diciembre de 2015). Al 31 de diciembre de 2017, la cotización del peso era de 18.77 por US\$, una depreciación de aproximadamente 17.9% respecto a la cotización al 31 de diciembre de 2016. No podemos asegurar que no existan futuras modificaciones a las regulaciones cambiarias y a las regulaciones vinculadas a ingresos y egresos de divisas al país. Las regulaciones cambiarias y de capitales podrían afectar adversamente nuestra condición financiera o los resultados de nuestras operaciones y nuestra capacidad para cumplir con nuestras obligaciones en moneda extranjera y ejecutar nuestros planes de financiación y de inversión.

Las medidas gubernamentales, las huelgas y la presión de los sindicatos, podrían implicar aumentos salariales o mayores beneficios para los trabajadores, todo lo cual podría aumentar los costos operativos de las empresas o tener un efecto material adverso en nuestro negocio.

Las relaciones laborales en Argentina se rigen por una legislación específica, como la Ley de Contrato de Trabajo N° 20.744 y la Ley de Convenciones Colectivas de Trabajo N° 14.250, que dictan, entre otras cosas, cómo se llevarán a cabo las negociaciones salariales y laborales. La mayoría de las actividades industriales o comerciales están reguladas por un convenio colectivo específico que agrupa a las empresas según los sectores industriales y los sindicatos. Los empleadores argentinos, tanto en el sector público como privado, han experimentado una presión considerable de sus empleados y organizaciones laborales para aumentar significativamente los salarios y proporcionar beneficios adicionales a los empleados. Debido a los altos niveles de inflación, los empleados y las organizaciones laborales están exigiendo aumentos salariales significativos. En el pasado, el Gobierno Argentino aprobó leyes, reglamentos y decretos que exigen que las empresas del sector privado mantengan los niveles del salario mínimo y proporcionen beneficios específicos a los empleados. En particular, los sectores en los que operamos están altamente sindicalizados por lo que no podemos asegurar que nosotros o nuestras subsidiarias no experimentarán interrupciones laborales o huelgas en el futuro, lo cual podría resultar en un efecto material adverso en nuestro negocio y nuestros retornos.

En el futuro, el gobierno podría tomar nuevas medidas que generen aumentos salariales o beneficios adicionales para los trabajadores y la fuerza laboral y los sindicatos pueden ejercer presión para lograr dichas medidas. Las huelgas o interrupciones laborales, cualquier incremento en los beneficios salariales o laborales podría originar costos adicionales, una reducción de los resultados de las operaciones para las empresas argentinas, tener impacto en las condiciones financieras y afectar el valor de mercado de nuestras acciones.

Las restricciones en el suministro de energía podrían impactar en forma negativa en la economía de Argentina.

Luego de la crisis económica de 2001-2002, el posterior congelamiento de las tarifas de gas y electricidad en pesos y la importante devaluación del peso frente al dólar estadounidense, se ha producido una falta de

inversión en el suministro de gas y electricidad y en la capacidad de transporte en Argentina. Durante el mismo período, la demanda de gas natural no licuado y electricidad aumentó sustancialmente.

La actual administración ha anunciado varias medidas, entre ellas la declaración del sistema eléctrico nacional en estado de emergencia hasta el 31 de diciembre de 2017, la revisión de las políticas de subsidio energético y la aprobación por parte del ME&M de la "Revisión Trimestral de Verano" para el mercado mayorista de electricidad, aumentando así las tarifas en casi un 200% en promedio, y la eliminación de algunas subvenciones de gas natural y ajustes a las tarifas de gas natural.

Algunos gobiernos provinciales, municipios, hospitales, empresas y residentes, entre otros, han presentado reclamos ante el ME&M y ante tribunales competentes contra las nuevas tarifas de electricidad y gas. En algunos casos, los tribunales intervinientes aceptaron sus demandas y ordenaron a los proveedores de servicios públicos que suspendan la aplicación de las nuevas tarifas, alegando, en general, que el aumento de los aranceles era arbitrario, ilegal e inconstitucional. A la fecha de la presente declaración, varios de los reclamos referidos precedentemente continúan en trámite en las distintas jurisdicciones. El 30 de noviembre de 2017, el ME&M estableció los nuevos precios del transporte de energía, los nuevos valores de los precios estacionales de referencia de capacidad y energía en el mercado mayorista de electricidad y modificó el esquema de subsidios. Por su parte, el ENRE aprobó los nuevos cuadros tarifarios de las distribuidoras Edenor y Empresa Distribuidora Sur S.A. (EDESUR) para el suministro de energía.

Existe incertidumbre de qué otras medidas adoptará el Gobierno Argentino en relación con las tarifas, y el impacto que éstas puedan llegar a tener en la economía del país. Si el Gobierno Argentino no resuelve los efectos negativos sobre la generación, el transporte y la distribución de energía en la Argentina con respecto tanto a la oferta residencial como industrial, causados, en parte, por las políticas de precios de las anteriores administraciones del Gobierno Argentino, podría debilitarse la confianza y afectar negativamente a la economía y la situación financiera de Argentina, y provocar inestabilidad social y política. Por otra parte, si la inversión necesaria para incrementar la producción de gas natural no licuado y la capacidad de generación, transporte y distribución de energía no se concreta oportunamente, la actividad económica en Argentina podría verse limitada y nuestro negocio, nuestra situación financiera y los resultados de nuestras operaciones podrían verse afectados negativamente.

Las medidas para reducir las importaciones a Argentina pueden afectar negativamente nuestra capacidad de acceder a los bienes de capital que son necesarios para nuestras operaciones.

En 2012, el Gobierno Argentino adoptó un procedimiento de importación conforme al cual las autoridades locales deben aprobar previamente cualquier importación de productos y servicios a la Argentina como condición previa para permitir a los importadores el acceso al mercado de divisas para el pago de dichos productos y servicios importados. El mismo año, la Unión Europea, los Estados Unidos y Japón presentaron reclamos ante la OMC contra ciertos requisitos relacionados con las importaciones mantenidos por Argentina. Recientemente, la OMC determinó que dichas medidas no son compatibles con las obligaciones de la Argentina en el marco de la OMC y solicitó su eliminación. El 22 de diciembre de 2015, a través de la Resolución N° 3823, la AFIP suprimió el sistema de autorización de importación en vigencia desde 2012 denominado DJAI y lo reemplazó por el nuevo SIMI. Entre otros cambios, este sistema dispuso que las autoridades locales deben responder a cualquier solicitud de aprobación dentro de un período de 10 días a partir de la fecha en que se presenta la solicitud.

El 10 agosto de 2017, la actual administración emitió el Decreto N° 629/2017 que introdujo una serie de cambios en el proceso de importación de maquinaria destinada a la explotación hidrocarburífera en el país, estableciendo un régimen de beneficios fiscales a la importación tanto de maquinaria usada (de hasta 10 años de antigüedad) como de maquinaria nueva destinada a dicha industria. Dependiendo de la posición arancelaria aplicable, la importación de algunos componentes se encuentra totalmente desgravada en tanto que en otros casos aplica una tarifa arancelaria reducida (que varía desde el 7% al 14%). En caso de que hubiere capacidad de producción local, el importador deberá comprometer (y garantizar) la adquisición de bienes de origen nacional nuevos por un determinado porcentaje del monto de la mercadería a importar, que varía dependiendo de la posición arancelaria (entre el 15% y el 18%).

No podemos asegurar que el Gobierno Argentino no modifique las regulaciones de importación actuales y no podemos predecir el impacto que dichos cambios pudieran tener sobre nuestros resultados de las operaciones y situación financiera.

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

La exploración y explotación de las reservas de hidrocarburos requieren grandes inversiones en bienes de capital. Debemos continuar invirtiendo para mantener o aumentar la cantidad de nuestras reservas de hidrocarburos, incurriendo en costos de mantenimiento significativos para sostener la capacidad de generación de energía comprometida. No podemos garantizar que podamos mantener nuestros niveles actuales de producción, generar flujo de efectivo suficiente ni que tengamos acceso a préstamos suficientes u otras alternativas de financiamiento para continuar con nuestras actividades de generación, exploración, explotación y producción a los niveles actuales o superiores.

PLAN DE INCENTIVOS

Objetivo del plan

El objetivo del Plan de Incentivos a Largo Plazo (o el “Plan” o el “Plan de Incentivos”) será el de proveer los medios para que la Compañía y sus Afiliadas puedan atraer y retener el talento de los funcionarios, consejeros, empleados y consultores clave de la Compañía y sus Afiliadas, potenciando el crecimiento rentable de la Compañía y sus Afiliadas. Asimismo, servirá para que las personas sobre las cuales recaen las principales responsabilidades por la exitosa administración y operación de la Compañía y sus Afiliadas, y cuyas contribuciones presentes y futuras son de vital importancia, adquieran y mantengan acciones u otros mecanismos de recompensa basados en acciones, cuyo valor está ligado al desempeño, fortaleciendo de esa manera el interés de esas personas por el beneficio de la Compañía y sus Afiliadas.

Mecanismos de Recompensa y Retención

El Plan podrá incluir los siguientes mecanismos de recompensa y retención, tal como los defina y disponga el Administrador del Plan (tal como se lo define más abajo):

- Opciones sobre acciones: otorgan la posibilidad de comprar acciones en el futuro a un precio de ejercicio definido. El Administrador del Plan deberá definir el número de acciones sobre las cuales otorgará las opciones, el momento en el cual dichas opciones podrán ejercerse en forma total o parcial, el precio de ejercicio de las mismas, las formas de pago de dicho precio y la forma de entrega de dichas acciones; sin perjuicio de cualquier otra cuestión que, a criterio del Administrador del Plan sea necesaria y/o conducente para su implementación.
- Acciones restringidas (“Restricted Stock Units” o “RSU”): constituyen un premio en acciones las cuales permanecen restringidas hasta que algunas condiciones se hayan cumplido, y que permite que los beneficiarios reciban dividendos a partir de su otorgamiento. El Administrador del Plan deberá definir el número de acciones afectadas a este mecanismo, el período de tiempo para la liberación, las condiciones de entrega y transferibilidad, los supuestos de no entrega o pérdida (“forfeiture”) y otras restricciones que pudieran aplicar a las Acciones restringidas, así como las condiciones para que los beneficiarios puedan acumular o disponer de los dividendos y otros derechos económicos correspondientes a dichas Acciones restringidas; sin perjuicio de cualquier otra cuestión que, a criterio del Administrador del Plan sea necesaria y/o conducente para su implementación.
- Acciones por Desempeño (“Performance Shares”): constituyen un premio en acciones que establece que determinados objetivos económicos u operativos deben lograrse para la liberación de las mismas. El Administrador del Plan deberá definir el número de acciones afectadas a este mecanismo, los indicadores de negocios de la Compañía y/o sus Afiliadas sobre los cuales aplicará los objetivos de desempeño, los niveles de objetivo para cada uno de esos indicadores de negocios, así como las condiciones de entrega y transferibilidad de las Acciones por Desempeño; sin perjuicio de cualquier otra cuestión que, a criterio del Administrador del Plan sea necesaria y/o conducente para su implementación.

Administrador del Plan

El Consejo de Administración de la Compañía o el Comité que el Consejo designe para tales fines, será el órgano encargado de administrar el Plan de Incentivos (el “Administrador del Plan”). El Plan de Incentivos será instrumentado a través de la constitución de un fideicomiso de administración bajo las leyes de México, mediante el cual el fiduciario que se designe a tal efecto por el Administrador del Plan, será quien detente la propiedad fiduciaria de las acciones que se afecten al Plan para luego, siguiendo expresas instrucciones del Administrador del Plan, entregar las mismas a los beneficiarios del mismo.

Acciones de la Compañía que se afectarán al Plan de Incentivos

Las Acciones que podrán entregarse a los beneficiarios del Plan serán aquellas de las que la Compañía pueda legalmente disponer, incluyendo, entre otras, aquellas emitidas específicamente para dicho propósito o aquellas que hubieren sido recompradas por la Compañía de conformidad con la legislación aplicable. Inicialmente, el Consejo propondrá a la Asamblea de Accionista que se celebre para aprobar el Plan que 8,750,000 de las 100 millones de acciones de la Compañía emitidas conforme a lo resuelto por la Asamblea de Accionistas del pasado 18 de diciembre de 2017 sean reservadas para implementar el Plan una vez que la Combinación Inicial de Negocios haya sido aprobada.

Personas elegibles

Las personas elegibles para el Plan de Incentivos serán todos aquellos funcionarios, consejeros, empleados y/o consultores de la Compañía y sus Afiliadas que resulten elegidos por el Administrador del Plan para participar del mismo.

PROPUESTAS A SER APROBADAS POR LA ASAMBLEA

Propuesta de Combinación Inicial de Negocios

De conformidad con la recomendación de su consejo de administración, Vista informa a sus accionistas y al público inversionista sobre la Operación que pretende llevar a cabo, consistente en lo siguiente:

- (i) la adquisición a Pampa: del (a) 58.88% del capital social de PELSA, una sociedad anónima argentina que es operadora y titular en un 73.15% de 3 concesiones de explotación en la cuenca Neuquina ubicadas en las provincias de Neuquén y Río Negro en Argentina, incluyendo una con exposición a la formación no convencional de Vaca Muerta, una zona altamente prospectiva; (b) 3.85% de participación directa en las 3 concesiones de explotación operadas por PELSA anteriormente citadas en este inciso (ii); y (c) 100.00% de participación en Medanito y Jagüel en la cuenca Neuquina, ambas ubicadas en la provincia de Río Negro Argentina.
- (ii) la adquisición a Pluspetrol: del (a) 100% del capital social de APCO Oil & Gas International Inc (las "Acciones de Apco O&G" y "APCO International", respectivamente); y (b) 5% del capital social de APCO Argentina (las "Acciones de Apco Argentina" y "APCO Argentina", respectivamente). APCO International es una empresa constituida en Islas Cayman, que es titular del (a) 39.22% del capital social de PELSA, (b) 95% de capital social de APCO Argentina y (c) a través de su sucursal argentina, titular del (1) 23% de participación en las 3 concesiones de explotación operadas por PELSA (citadas en el inciso (ii) anterior), (2) 45% de participación no operada en un lote de evaluación en la cuenca Neuquina ubicado en la provincia de Neuquén en Argentina con exposición a la formación no convencional Vaca Muerta en una zona altamente prospectiva, (3) 55% de participación operada de una concesión en la cuenca Neuquina ubicada en la provincia de Neuquén, en Argentina (4) 1.5% en una concesión de explotación no operada en la cuenca Noroeste, ubicada en la provincia de Salta en Argentina, (5) 16.9% de participación en una concesión de explotación no operada en la cuenca del Golfo de San Jorge ubicada en la provincia de Santa Cruz, en Argentina, y (6) 44% de un acuerdo de exploración no Operado en la cuenca del Golfo de San Jorge ubicado en la provincia de Santa Cruz, en Argentina. APCO Argentina es una sociedad anónima argentina que es titular de un 1.58% del capital social de PELSA, lo cual, junto a la participación de APCO International, suma un 40.80% de participación a ser adquirida en dicha sociedad. La sociedad APCO Austral S.A., que a la fecha del presente es 100% propiedad de APCO International (en forma directa e indirecta a través de su controlada APCO Argentina), es un activo excluido de la operación, ya que se encuentra vigente y en proceso de ejecución un acuerdo de compraventa del 100% del capital social de dicha sociedad a un tercer comprador, reteniendo Pluspetrol los beneficios de dicha compraventa y manteniendo a Vista indemne ante cualquier reclamo relacionado con dicha sociedad.

Propuesta de Plan de Incentivos

En adición a la aprobación relacionada con la Combinación Inicial de Negocios, nuestros accionistas deberán aprobar el Plan de Incentivos, consistente en un plan para proveer los medios para que la Compañía y sus Afiliadas puedan atraer y retener el talento de los funcionarios, consejeros, empleados y consultores clave de la Compañía y sus Afiliadas. El Plan de Incentivos podrá incluir los siguientes mecanismos de recompensa y retención, tal como los defina y disponga el Administrador del Plan:

- Opciones sobre acciones: otorgan la posibilidad de comprar acciones en el futuro a un precio de ejercicio definido. El Administrador del Plan deberá definir el número de acciones sobre las cuales otorgará las opciones, el momento en el cual dichas opciones podrán ejercerse en forma total o parcial, el precio de ejercicio de las mismas, las formas de pago de dicho precio y la forma de entrega de dichas acciones; sin perjuicio de cualquier otra cuestión que, a criterio del Administrador del Plan sea necesaria y/o conducente para su implementación.
- Acciones restringidas: constituyen un premio en acciones las cuales permanecen restringidas hasta que algunas condiciones se hayan cumplido, y que permite que los beneficiarios reciban dividendos

a partir de su otorgamiento. El Administrador del Plan deberá definir el número de acciones afectadas a este mecanismo, el período de tiempo para la liberación, las condiciones de entrega y transferibilidad, los supuestos de no entrega o pérdida (“forfeiture”) y otras restricciones que pudieran aplicar a las Acciones restringidas, así como las condiciones para que los beneficiarios puedan acumular o disponer de los dividendos y otros derechos económicos correspondientes a dichas Acciones restringidas; sin perjuicio de cualquier otra cuestión que, a criterio del Administrador del Plan sea necesaria y/o conducente para su implementación.

- Acciones por Desempeño: constituyen un premio en acciones que establece que determinados objetivos económicos u operativos deben lograrse para la liberación de las mismas. El Administrador del Plan deberá definir el número de acciones afectadas a este mecanismo, los indicadores de negocios de la Compañía y/o sus Afiliadas sobre los cuales aplicará los objetivos de desempeño, los niveles de objetivo para cada uno de esos indicadores de negocios, así como las condiciones de entrega y transferibilidad de las Acciones por Desempeño; sin perjuicio de cualquier otra cuestión que, a criterio del Administrador del Plan sea necesaria y/o conducente para su implementación.

La aprobación del Plan de Incentivos se encuentra condicionada a la aprobación de la Combinación Inicial de Negocios.

INFORMACIÓN FINANCIERA CONDENSADA COMBINADA PROFORMA NO AUDITADA

La información financiera proforma condensada combinada no auditada de la Compañía que se incluye en el Anexo 2, ha sido elaborada tomando en consideración la información histórica de la Compañía, que comprende el estado de situación financiera al 30 de septiembre de 2017, y el estado de resultados por el período del 22 de marzo de 2017 (fecha de constitución) al 30 de septiembre de 2017. Los estados financieros proforma combinados no auditados consideran que las adquisiciones anteriores como si las mismas hubieran sido realizadas al 31 de diciembre de 2016, en consecuencia las cifras presentadas por la administración están basados en supuestos de operación que se pudieron haber tenido en el período 2016 y durante el período terminado el 30 de septiembre de 2017.

Para más información respecto de la información financiera proforma no auditada de la Compañía, favor de consultar el Anexo 2 de la presente declaración.

Capitalización

La siguiente tabla muestra la capitalización de las Adquisiciones así como los efectos en la estructura de capital de Vista, sobre la base proforma al 30 de Septiembre de 2017, después de completar las Adquisiciones y asumiendo que (i) ningún accionista público ejerciese su derecho de reembolso y pago; (ii) la suscripción de un total de 50,000,000 de Acciones Serie A de confirmidad con el Contrato de Suscripción Futura de Valores; y (iii) la suscripción de un total de 10,000,000 de Acciones Serie A por un monto total de US\$100,000,000, por medio de la celebración de Contratos de Suscripción con Vista y el Ejercicio del Derecho de Preferencia de los Accionistas.

(US\$ en millones)

	Vista Oil & Gas (No auditado)	Polisa (No auditado)	3.75% Entre Lomas, Bajada del Palo & Agua Amarga (No auditado)	Jaquel- Mediano (No auditado)	APCO O&G (No auditado)	Efectos eliminaciones	Total Combinado (No auditado)	Efectos por la aprobación de las operaciones potenciales	Efectos por emisión de acciones	Efectos por adquisición de operaciones potenciales	Estado de Situación Financiera Proforma (No auditado)
Efectivo y equivalentes de efectivo	\$ 5,785	\$ 42,766	\$ 89	\$ 3,259	\$ 8,536	\$ -	\$ 60,435	\$ 675,380	\$ 96,523	\$ (734,878)	\$ 97,460
Efectivo restringido en cuenta custodia	650,848	-	-	-	-	-	650,848	(650,848)	-	-	-
Pasivos a largo plazo:											
Acciones Serie A reembolsables netas de gastos de emisión	\$ 642,190	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 642,190	\$ (642,190)	\$ -	\$ -	\$ -
Total	\$ 642,190	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 642,190	\$ (642,190)	\$ -	\$ -	\$ -
Total capital contable	\$ 9,863	\$ 290,442	\$ 10,557	\$ 61,956	\$ 2,867	\$ (184,423)	\$ 191,262	\$ 666,722	\$ 96,523	\$ (171,988)	\$ 782,519
Total	\$ 652,053	\$ 290,442	\$ 10,557	\$ 61,956	\$ 2,867	\$ (184,423)	\$ 833,452	\$ 24,532	\$ 96,523	\$ (171,988)	\$ 782,519

COMENTARIOS Y ANÁLISIS DE LA ADMINISTRACIÓN SOBRE LOS RESULTADOS DE OPERACIÓN Y SITUACIÓN FINANCIERA

Discusión de los resultados consolidados para el período de nueve meses terminado el 30 de septiembre de 2016 y el período de nueve meses terminado el 30 de septiembre de 2017

A efectos de realizar el análisis comparativo año con año de los resultados consolidados, las cifras proforma para el período de doce meses terminado al 31 de diciembre de 2016, fue calculada proporcionalmente (por un factor de 75%), a efecto de obtener la información mostrada al 30 de septiembre de 2016, misma que fue comparada con los resultados del período terminado el 30 de septiembre de 2017.

Para los nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2017, las Adquisiciones, con cifras proforma, produjeron en promedio 27.5 MBoed, con 16.6 Mbbl/d de petróleo y 61.0 MMcf/d de gas. La producción promedio de petróleo y gas equivalente disminuyó en comparación con los nueve meses terminados en septiembre 2016, la cual fue de 29.8 MBoed, 18.3 Mbbl/d y 64.8 MMcf/d, respectivamente. Debido a la disminución en la producción, las ventas netas a septiembre 2017 ascendieron a US\$334 millones, el costo de ventas fue de US\$ 269 millones, originando una disminución de 22.5% y 9.9% respectivamente, con respecto al mismo período de 2016, cuyos importes equivalieron a US\$431 millones y US\$ 298 millones, respectivamente.

Los gastos de exploración disminuyeron en US\$ 2.2 millones con respecto a 2016, asimismo los cargos extraordinarios registrados en otros gastos disminuyeron en US\$ 33.3 millones, debido a que en el mismo período de 2016, las áreas de Medanita y Jagüel presentaron cierres temporales los cuáles originaron cargos extraordinarios.

Asimismo los impuestos a la utilidad a septiembre 2017 disminuyeron en US\$ 16.5 millones con respecto a 2016.

Derivado de estos cambios para los nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2017, se generó un EBITDA de US\$136 millones, lo que representó una disminución de 25% comparado con el EBITDA del mismo período de 2016, el cual equivalió a US\$180 millones. El margen de EBITDA para los períodos de 2017 y 2016 fue de 41%.

De acuerdo a un reporte independiente de reservas al 31 de diciembre de 2016, las reservas 1P, 2P y 3P contiene un total de 56 MMBoe, 20 MMBoe y 7 MMBoe respectivamente. El petróleo crudo representa 64% del total de reservas 1P, mientras que el gas representa el remanente.

Discusión de la situación financiera, liquidez y recursos de capital para el período de nueve meses terminado el 30 de septiembre de 2016 y el período de nueve meses terminado el 30 de septiembre de 2017

Los estados financieros proforma a 2016 asumen la creación de la Compañía al 31 de diciembre de 2016 para dar efecto de las potenciales adquisiciones y hacer comparativa la información financiera con respecto a septiembre 2017. Las principales variaciones ocurridas en el balance general se explican a continuación:

Al 30 de septiembre de 2017, sobre una base proforma, la Compañía tiene US\$97.4 millones de flujo de efectivo positivo, principalmente originada por la suscripción de 10,000,000 de Acciones Serie A por un monto total de US\$100 millones neto de gastos de emisión.

Al 30 de septiembre de 2017, los activos a largo plazo disminuyeron por US\$37.7 millones con respecto a diciembre de 2016 principalmente originado por el efecto neto de la disminución de la propiedad, planta y equipo, causado principalmente por la depreciación del ejercicio neto de inversiones efectuadas, y el aumento en otros activos a largo plazo provenientes de APCO.

Al 30 de septiembre de 2017 los pasivos por pagar a corto plazo disminuyeron en US\$29.3 millones con respecto a diciembre 2016, principalmente originado por una disminución de los saldos a pagar a proveedores y otros pasivos a corto plazo.

Los pasivos a largo plazo a septiembre 2017 disminuyeron en US\$7.9 millones comparado con diciembre 2016, principalmente originado por la disminución anteriormente mencionada, en el valor de la propiedad planta y equipo la cual afecta directamente al pasivo por impuestos diferidos por pagar a largo plazo.

CONTRATOS RELEVANTES

Contratos de Suscripción

A la fecha del presente folleto, se han celebrado diversos Contratos de Suscripción con ciertos inversionistas, mediante los cuales los mismos se comprometieron a adquirir Acciones Serie A que, junto con el Ejercicio del Derecho de Preferencia de los Accionistas, suman un total de 10,000,000 de Acciones Serie A por un monto total de US\$100,000,000.00. Los recursos obtenidos de la colocación de dichas Acciones Serie A se utilizarán para fondear la Operación.

Al amparo de dichos Contratos de Suscripción, dichos inversionistas se obligarán a suscribir y pagar el número de Acciones Serie A que en los mismos se establezca. Lo anterior en el entendido que dicha suscripción se encuentra sujeta al cumplimiento de, entre otras, las siguientes condiciones: (i) que no haya ocurrido ningún procedimiento que suspenda la oferta, venta o circulación de las Acciones Serie A en ninguna jurisdicción; (ii) que las declaraciones contenidas en los Contratos de Suscripción, de la Compañía y de los inversionistas que celebren dichos contratos, sean correctas y verdaderas en todos sus aspectos materiales; (iii) la Compañía deberá haber satisfecho todos los compromisos, acuerdos y condiciones establecidos en el Contrato de Suscripción correspondiente; (iv) las Acciones Serie A deberán continuar registradas en el RNV de la CNBV y listadas en la BMV; (v) ninguna autoridad gubernamental deberá haber emitido, promulgado, aplicado o pasado cualquier sentencia, ley, regla o reglamento (temporal, preliminar o permanente) a efecto de calificar como ilegales las operaciones descritas en el Contrato de Suscripción correspondiente; y (vi) que las operaciones descritas en el Contrato de Suscripción correspondiente se celebren en términos de lo establecido en el mismo.

Los Contratos de Suscripción antes descritos pueden darse por terminados, en términos generales, (i) en caso de que los contratos relacionados con las operaciones contempladas por el Contrato de Suscripción terminen, conforme a sus términos; (ii) por acuerdo mutuo de las partes del Contrato de Suscripción correspondiente; (iii) en caso de que cualquiera de las condiciones descritas en dichos contratos no se cumpla; o (iv) en la fecha descrita en los propios Contratos de Suscripción en caso de que, a dicha fecha, no se haya llevado a cabo el cierre de la operación contemplada en dicho contrato.

Línea de Crédito Contingente

Con fecha 12 de febrero de 2018 (la “Fecha de Aceptación”), celebramos una carta compromiso para el otorgamiento de una línea de crédito contingente (la “Carta Compromiso”) con Citigroup Global Markets Inc., Credit Suisse AG y Morgan Stanley Senior Funding, Inc. (a quienes conjuntamente se les denominará, para efectos del presente resumen, como los “Acreditantes”), para respaldar el financiamiento de la Operación.

De conformidad con los términos establecidos en la Carta Compromiso, los Acreditantes otorgarán una línea de crédito contingente preferente y garantizada (la “Línea de Crédito Contingente” y los créditos referidos en dicho documento, los “Créditos Puente”), por una cantidad total de hasta US\$300,000,000.00. Los recursos obtenidos por el Contrato de Suscripción Futura de Valores, los Contratos de Suscripción, el Ejercicio del Derecho de Preferencia de los Accionistas y los montos depositados en la Cuenta Custodia, los Créditos Puente deberán ser utilizados para el financiamiento de la Operación.

La obligación de los Acreditantes de otorgar los Créditos Puente terminará la fecha que suceda antes entre (i) la recepción de los recursos obtenidos mediante los Contratos de Suscripción, el Ejercicio del Derecho de Preferencia de los Accionistas, la contribución de capital de RVCP por US\$50,000,000.00 de conformidad con el Contrato de Suscripción Futura de Valores, junto con los recursos depositados en la Cuenta de Custodia sean por una cantidad total o igual de al menos \$800,000,000.00 millones, (ii) la fecha de terminación del CV PELSA y Participaciones EL-AA-BP, el CV Participaciones 25M-JM, y CV ACCIONES de APCO (A) ya sea por la Compañía o con el consentimiento por escrito de la Compañía o (B) de conformidad con los términos ahí señalados, en cualquier caso antes del cierre de la Operación, (iii) los 60 días posteriores a la Fecha de Aceptación, y (iv) la fecha del cierre de la Operación sin la utilización de los Créditos Puente (el “Periodo de Disponibilidad”).

La Compañía será la parte acreditada en términos de la documentación de cada Crédito Puente (el “Contrato de Crédito”). La facultad de la Compañía de requerir la disposición de los Créditos Puente estará sujeta a la satisfacción (o renuncia) de ciertas condiciones que serán establecidas en dicho documento (incluyendo, junto con otras cuestiones, el cumplimiento de ciertas declaraciones y garantías, la ausencia de ciertos incumplimientos, creación de gravámenes en las garantías, y una condición consistente en que, desde la fecha de celebración de CV PELSA y Participaciones EL-AA-BP, el CV Participaciones 25M-JM, y CV ACCIONES de APCO, no exista ni se haya presentado un efecto material adverso (según dicho término se encuentre definido en CV PELSA y Participaciones EL-AA-BP, el CV Participaciones 25M-JM, y CV ACCIONES de APCO) en la Adquisición (para los propósitos de este resumen únicamente, la fecha en que se cumpla dicha satisfacción o renuncia, la “fecha de cierre”). Los Créditos Puente estarán disponibles conforme al Contrato de Crédito en dólares americanos y tendrán un vencimiento de 364 días contados a partir de la Fecha de Aceptación.

El Contrato de Crédito devengará intereses a una tasa anual variable equivalente a la reserva ajustada de la tasa LIBOR más el margen calculado por la extensión de tiempo del Crédito Puente que se encuentre vigente. En adición, la Compañía pagará a los Acreditantes bajo el Contrato de Crédito ciertos gastos en términos de mercado incurridos en relación con cada Crédito Puente.

El pago total (pero no parcial) de forma anticipada de los Créditos Puente está permitido sin penalización alguna, sujeto a ciertas condiciones correspondientes, previa notificación, y a una reducción en las cantidades a ser descritas en el Contrato de Crédito.

El Contrato de Crédito contemplará ciertas obligaciones financieras consistentes con las prácticas habituales del mercado en este tipo de financiamientos.

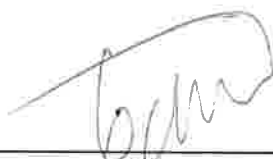
El Contrato de Crédito contemplará únicamente los pagos, prepagos, condiciones, declaraciones y garantías, obligaciones financieras de hacer y de no hacer y los eventos de incumplimiento establecidos en la Carta Compromiso, y respecto de cualquier aspecto no señalado en dicho documento, deberán ser consistentes con otros precedentes de contratos de crédito, que serán acordados, los cuales deberán incluir calificadores materiales comunes, excepciones ha ser acordadas y guardarán consideración a los términos de financiamientos de adquisiciones de empresas similares en Latino América (particularmente en Argentina) relacionadas con promotores de primer nivel en inversión privada, con respecto a y sin limitar, canastas, tasas y otras disposiciones no contempladas en Carta Compromiso.

Las obligaciones bajo el Contrato de Crédito serán irrevocables e incondicionales, solidarias, y garantizadas por Vista O&G Holdings I (Mexico) S.A. de C.V., APCO, APCO Argentina, PELSA así como cualquier otra sociedad subsidiaria de la Compañía que exista a la fecha de cierre o que se constituya con posterioridad (para los efectos de este resumen, únicamente se les denominará como los “Garantes”). Las obligaciones bajo el Contrato de Crédito serán garantizadas por lo equivalente a una garantía en primer lugar y grado de prelación bajo la ley de Nueva York (o la ley local Mexicana, Argentina o de las Islas Caimán) en (a) (i) el capital social existente de APCO, (ii) el capital social existente de APCO Argentina, (iii) el capital social existente de PELSA, y (iv) del 100% del capital social de cada uno de los Garantes, en cada caso, del que sea titular, de forma directa o indirecta la Compañía a la fecha de cierre o del que sea titular posteriormente; y (b) cualquier otra inter-compañía deudora de lo anterior.

La descripción anterior de la Carta Compromiso y Contrato de Crédito no es exhaustiva ni agota en su totalidad el texto de la Carta Compromiso.

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 folleto, 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 folleto o que el mismo contenga información que pudiera inducir a error a los inversionistas.”



Miguel Galuccio
Director General



Pablo Vera Pinto
Director de Finanzas



Javier Rodríguez Galli
Director Jurídico

ANEXOS

- 1. ESTADOS FINANCIEROS HISTÓRICOS; INFORME DEL AUDITOR EXTERNO**
- 2. ESTADOS FINANCIEROS PROFORMA; INFORME DEL AUDITOR EXTERNO**
- 3. PRESENTACIÓN A INVERSIONISTAS**
- 4. REPORTE DE RESERVAS**

1. ESTADOS FINANCIEROS HISTÓRICOS; INFORME DEL AUDITOR EXTERNO

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

Estados financieros

Por el período comprendido del 22 de marzo de 2017
al 30 de junio de 2017
con informe de los auditores independientes

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

Estados financieros

Por el período comprendido del 22 de marzo de 2017 al 30 de junio de 2017

Contenido:

Informe de los auditores independientes

Estados financieros auditados:

Estado de situación financiera

Estado de resultados

Estado de variaciones en el capital

Estado de flujos de efectivo

Notas a los estados financieros

INFORME DE LOS AUDITORES INDEPENDIENTES

A la Asamblea de Accionistas de
Vista Oil & Gas, S.A. de C.V.

Opinión

Hemos auditado los estados financieros adjuntos de Vista Oil & Gas, S.A. de C.V. ("la Compañía"), que comprenden el estado de situación financiera al 30 de junio de 2017, el estado de resultados, el estado de variaciones en el capital contable y el estado de flujos de efectivo correspondientes al período del 22 de marzo al 30 de junio, así como las notas explicativas de los estados financieros que incluyen un resumen de las políticas contables significativas así como otra información complementaria.

En nuestra opinión, los estados financieros adjuntos presentan razonablemente, en todos los aspectos materiales, la situación financiera de la Compañía al 30 de junio de 2017, así como sus resultados y sus flujos de efectivo correspondientes al periodo terminado en dicha fecha, de conformidad con las Normas Internacionales de Información Financiera ("NIIF").

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*" 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 en México que son aplicables a nuestra auditoría de los estados financieros de la Compañía 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 clave de la auditoría

Los asuntos clave de la auditoría son aquellos que, según nuestro juicio profesional, existen cuando han sido los más significativos en nuestra auditoría de los estados financieros del periodo actual. Hemos determinado que no existen asuntos clave de la auditoría que se deban comunicar en nuestro informe.

Responsabilidades de la Administración y de los responsables del gobierno de la Compañía en relación con los estados financieros

La Administración es responsable de la preparación y presentación razonable de los estados financieros de la Compañía adjuntos de conformidad con las Normas Internacionales de Información

Financiera, y del control interno que la Administración considere necesario para permitir la preparación de estados financieros de la Compañía estén libres de desviación material, debida a fraude o error.

En la preparación de los estados financieros de la Compañía, 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.

Los responsables del gobierno de la Compañía son responsables de la supervisión del proceso de información financiera de la Compañía.

Responsabilidades del auditor en relación con la auditoría de los estados financieros

Nuestros objetivos son obtener una seguridad razonable de que los estados financieros de la Compañía, 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 de la Compañía.

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 de la Compañía, 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 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 con 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 de la Compañía 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

3.

informe de auditoría. Sin embargo, hechos o condiciones futuros pueden ser causa de que la Compañía deje de continuar como negocio en marcha.

- Evaluamos la presentación global, la estructura y el contenido de los estados financieros, incluida la información revelada, y si los estados financieros de la Compañía representan las transacciones y hechos subyacentes de un modo que logran la presentación razonable.
- Obtenemos evidencia suficiente y adecuada en relación con la información financiera de las entidades o actividades empresariales dentro del grupo para expresar una opinión sobre los estados financieros. Somos responsables de la dirección, supervisión y realización de la auditoría del grupo. Somos los únicos responsables de nuestra opinión de auditoría.

Comunicamos con los responsables del gobierno 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 a los responsables del gobierno 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 los responsables del gobierno de la Compañía, determinamos los más significativos en la auditoría de los estados financieros de la Compañía 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 quién suscribe este informe.

Mancera, S.C.
Integrante de
Ernst & Young Global Limited



C.P.C. Juan Carlos Castellanos López

Ciudad de México
20 de julio de 2017

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

Estado de situación financiera

(Cifras en dólares americanos)

	Al 30 de junio de 2017
Activos	
Activos corrientes:	
Efectivo (Nota 4)	\$ 25,055
Impuestos por recuperar (impuesto al valor agregado)	1,326
Derechos y cuotas de inscripción	2,020
Total activos corrientes	<u>28,401</u>
Pasivos y capital	
Pasivos corrientes:	
Cuentas por pagar a parte relacionada (Nota 5)	\$ 9,530
Pasivos no corrientes:	
Impuestos a la utilidad diferidos (Nota 8)	606
Total pasivos	<u>10,136</u>
Capital contable (Nota 7):	
Capital social	25,157
Resultados acumulados	(6,892)
Total del capital contable	<u>18,265</u>
Total pasivos y capital contable	<u>\$ 28,401</u>

Las notas adjuntas son parte integrante de estos estados financieros.

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

Estado de resultados

(Cifras en dólares americanos)

	Por el período comprendido del 22 de marzo al 30 de junio 2017
Gastos de administración	\$ (6,026)
Pérdida operativa	(6,026)
Pérdida cambiaria	(260)
Pérdida antes de impuestos a la utilidad	(6,286)
Impuestos a la utilidad (Nota 8)	606
Pérdida neta	(6,892)
Promedio ponderado del número de acciones en circulación (Nota 3d y Nota 9)	2,622,952
Pérdida básica por acción ordinaria (Ver Nota 9)	\$ (0.0026)

Las notas adjuntas son parte integrante de estos estados financieros.

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

Estado de variaciones en el capital

Por el período comprendido del 22 de marzo al 30 de junio de 2017

(Cifras en dólares americanos)

	Capital social	Resultados acumulados	Total capital contable
Aportación inicial de capital realizada el 22 de marzo de 2017	\$ 157	\$ -	\$ 157
Aumento de capital por emisión de acciones serie B a los accionistas fundadores	25,000		25,000
Pérdida neta	-	(6,892)	(6,892)
Saldos al 30 de junio de 2017	<u>\$ 25,157</u>	<u>\$ (6,892)</u>	<u>\$ 18,265</u>

Las notas adjuntas son parte integrante de estos estados financieros.

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

Estado de flujos de efectivo

(Cifras en dólares americanos)

	Por el período comprendido del 22 de marzo al 30 de junio 2017
Pérdida antes de impuestos a la utilidad	\$ (6,286)
Ajustes para conciliar la pérdida neta a flujo de efectivo neto:	
Cuentas por pagar a partes relacionadas	9,530
Impuestos por recuperar (impuesto al valor agregado)	(1,326)
Derechos y cuotas de inscripción	(2,020)
Flujo neto de efectivo utilizado en actividades de operación	(102)
Actividades de financiamiento:	
Aportación de capital	25,157
Flujo neto de efectivo generado por actividades de financiamiento	25,157
Efectivo y equivalentes de efectivo al principio del período	-
Efectivo y equivalentes de efectivo al final del período	\$ 25,055

Las notas adjuntas son parte integrante de estos estados financieros.

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

Notas a los estados financieros

Por el período comprendido del 22 de marzo de 2017 al 30 de junio de 2017

(Cifras en dólares americanos, excepto que se indique otra denominación)

1. Actividades de la Compañía

Vista OIL & GAS, S.A. de C.V. (la “Compañía”) es una sociedad, (sociedad anónima de capital variable) constituida recientemente bajo las leyes de México el 22 de marzo de 2017. La Compañía es una empresa de propósito especial de adquisición, establecida con la finalidad de realizar una fusión, adquisición de negocio, compra de acciones, cambio de acciones, compra de interés o participación, combinación, consolidación, reorganización o cualquier otra combinación similar de negocio, sin embargo denominado, con uno o más negocios (“La Combinación Inicial de Negocios”). El propósito corporativo de la Compañía es (i) adquirir por cualquier medio lícito, cualquier clase de activos, acciones, participaciones o intereses en cualquier clase de sociedades mercantiles o civiles, asociaciones, participaciones, fideicomisos, o entidades de cualquier tipo dentro del sector energético, (ii) participar como socio, accionista o inversionista en todo tipo de negocios o sociedades mercantiles o civiles, asociaciones, participaciones, fideicomisos, o entidades de cualquier tipo, (iii) emitir y colocar acciones representativas del capital social de la Compañía ya sea de manera pública o privada, en los mercados nacionales o extranjeros, (iv) emitir y colocar warrants respecto de las acciones representativas del capital social o de cualesquiera otros valores, en mercados nacionales o extranjeros, y (v) emitir y colocar títulos de crédito, instrumentos de deuda o cualquier otro instrumento ya sea de manera pública o privada, en mercados nacionales o extranjeros. La Compañía es subsidiaria directa de Vista Sponsor Holdings, L.P. (Promotor) y subsidiaria indirecta de Riverstone Investment Group LLC.

El domicilio registrado y las oficinas corporativas de la Compañía están localizados en Javier Barros Sierra N° 540 Torre 2 Piso, Col. Lomas de Santa Fe, Delegación Álvaro Obregón, C.P. 01210 Ciudad de México.

Al 30 de junio de 2017, la Compañía no ha iniciado operaciones, y toda la actividad efectuada por el período comprendido del 22 de marzo al 30 de junio de 2017 estuvo relacionada con las actividades organizacionales y, diseño y preparación de (1) la oferta internacional de acciones ordinarias serie A, sin valor nominal (las “Acciones Serie A”) y warrants para comprar acciones serie A (“Los Warrants Serie A” y, en conjunto con las acciones Serie A, las “Unidades”) para (i) inversores institucionales calificados en Estados Unidos y (ii) ciertos inversores no estadounidenses (“La Oferta Internacional”) y (2) una oferta pública inicial simultánea en México autorizada por la Comisión Nacional Bancaria y de Valores y La Bolsa Mexicana de Valores (“La Oferta en México” y en conjunto con la Oferta Internacional, “La Oferta Global”). La Compañía no generará ingresos operativos hasta que se efectúe el cierre de la Combinación Inicial de Negocios y, generará ingresos no operativos en la forma de intereses de efectivo y equivalentes de efectivo posterior a la Oferta Global. La Compañía tiene la intención de financiar la Combinación Inicial de Negocios con los recursos que se esperan obtener de la Oferta Global.

2.

Los estados financieros y las notas que se acompañan fueron aprobados para su emisión por los accionistas de la Compañía ("los Accionistas") el 20 de Julio de 2017, y se han considerado eventos subsecuentes hasta esa fecha. Estos estados financieros y las notas que se acompañan deberán ser aprobados en fecha posterior por el Consejo de Administración ("el Consejo") y por los accionistas de la Compañía en la Asamblea General de Accionistas. Estos órganos tienen la autoridad de aprobar o modificar los estados financieros de la Compañía.

A la fecha de emisión de los presentes estados financieros, la Compañía no tiene empleados, por lo que no tiene obligaciones de carácter laboral. Los servicios administrativos son prestados por un tercero.

2. Bases de presentación

a) Declaración de cumplimiento

Los estados financieros de la Compañía por el período comprendido del 22 de Marzo al 30 de Junio de 2017 han sido preparados de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera ("NIIF") emitidas por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad (International Accounting Standards Board o "IASB" por sus siglas en inglés).

b) Base de medición y presentación

Los estados financieros han sido preparados sobre la base del costo histórico.

Los Estados Financieros de la Compañía se presentan en dólares americanos, de acuerdo con la Norma Internacional de Contabilidad ("NIC 21"). La moneda funcional y de reporte de la Compañía es el dólar americano.

Presentación del estado de resultados.

La Compañía clasifica sus gastos por función en el estado de resultados, de acuerdo con las prácticas de la industria donde la Compañía opera.

Presentación del estado de flujos de efectivo

El estado de flujos de efectivo de la Compañía se presenta utilizando el método indirecto

3. Principales políticas contables

a) Efectivo y equivalentes de efectivo

El efectivo es valuado a su valor nominal y está depositado en cuentas bancarias que no generan intereses.

b) Gastos de administración

Los gastos de administración incluyen principalmente honorarios por servicios profesionales necesarios para la constitución de la Compañía y comisiones bancarias devengadas en el período. Como se revela en la Nota 10, los gastos necesarios para la emisión de la Oferta en México y de la Oferta Internacional que la Compañía contempla efectuar han sido cubiertos por Riverstone Energy Partners, L.P. y serán reembolsables por la Compañía únicamente si la Combinación Inicial de Negocio es completada.

c) Impuesto a la utilidad

El impuesto a la utilidad representa la suma del impuesto corriente por pagar y el impuesto diferido. El impuesto a la utilidad se carga a la utilidad neta conforme se incurre, excepto cuando se relaciona con partidas que se reconocen en otras partidas de la utilidad integral o directamente en capital, en cuyo caso, el impuesto corriente y diferido también es reconocido en otras partidas de la utilidad integral o directamente en capital, según corresponda.

Impuestos a la utilidad del período

No existe reconocimiento de impuestos a la utilidad en el período actual, considerando que la Compañía no ha comenzado operaciones.

Impuestos a la utilidad diferidos

La Compañía determina los impuestos a la utilidad diferidos con base al método de activos y pasivos. Bajo este método, se determinan todas las diferencias que existan entre los valores contables y fiscales, a las cuales se les aplica la tasa del impuesto sobre la renta, vigente a la fecha del estado de situación financiera, o bien aquella promulgada y establecida en las disposiciones fiscales a esa fecha y que estará vigente al momento en que se estima que los activos y pasivos por impuestos diferidos se recuperarán o liquidarán.

Los activos por impuestos diferidos se evalúan periódicamente creando, en su caso, una estimación sobre aquellos montos por los que no existe una alta probabilidad de recuperación. Al 30 de Junio de 2017, la Compañía tiene un saldo por pérdidas fiscales por un monto de \$ 7,931, el cual no se ha registrado como impuesto diferido activo al no existir certeza de su recuperación.

d) Pérdida por acción

La Compañía presenta la pérdida neta por acción. La Compañía no tiene acciones potencialmente diluidas y por lo tanto su pérdida básica por acción es equivalente a su pérdida diluida por acción. La pérdida neta por acción se calcula dividiendo la pérdida neta entre el promedio ponderado de acciones ordinarias en circulación durante el período ajustado por el promedio ponderado de las acciones adquiridas en el año.

4.

e) Manejo de capital

Para fines de la administración del capital de la Compañía, el capital incluye el capital emitido y cualquier otra reserva de capital atribuible a los accionistas de la Compañía. El objetivo principal de la administración del capital de la Compañía es maximizar el valor para los accionistas.

La Compañía administra su estructura de capital y hace ajustes para responder a cambios en las condiciones económicas y los requisitos de los convenios financieros. Para mantener o ajustar su estructura de capital, la Compañía podrá ajustar el pago de dividendos, llevar a cabo reembolsos de capital a los accionistas o emitir nuevas acciones. La Compañía monitorea su capital utilizando una relación deuda-capital, que es igual a la deuda neta de la Compañía dividida entre su capital total más su deuda neta.

f) Objetivos y políticas de manejo de riesgo financiero

El principal pasivo financiero de la Compañía, comprende una cuenta por pagar a partes relacionadas. El principal objetivo de este pasivo financiero es financiar las operaciones de la Compañía. El principal activo financiero de la Compañía es el efectivo y equivalentes de efectivo. La Compañía está expuesta al riesgo de mercado descrito abajo en la Nota 3 (i).

(i) Riesgo de mercado

Riesgo de tipo de cambio, por las variaciones en el mercado de divisas que afectan el valor están denominados el efectivo, derechos y cuotas de inscripción y cuenta por pagar a partes relacionadas.

g) Nuevos pronunciamientos contables

La Compañía no ha aplicado las siguientes normas e interpretaciones que se emitieron, pero que aún no entran en vigor a la fecha de la emisión de estados financieros de la Compañía y son reveladas abajo. La Compañía tiene la intención de adoptar estas normas, si aplicasen cuando éstas entren en vigor.

Iniciativa de Divulgación de la NIC 7 - Enmiendas a la NIC 7

Las enmiendas a la NIC 7 Estado de Flujos de Efectivo forman parte de la Iniciativa de Divulgación del IASB y requieren que la entidad proporcione revelaciones que permitan a los usuarios de estados financieros evaluar cambios en pasivos derivados de actividades de financiamiento. En la aplicación inicial de la modificación, las entidades no están obligadas a proporcionar información comparativa para los períodos anteriores. La Compañía evaluó que esta enmienda no tuvo impacto en los estados financieros al 30 de junio de 2017.

Enmiendas a la NIC 12, Reconocimiento de activos por impuestos diferidos por pérdidas no realizadas

Las enmiendas clarifican que una entidad necesita considerar si la ley fiscal restringe las fuentes de utilidades tributables con las cuales puede hacer deducciones sobre la reversión de esa diferencia temporal deducible. Además, las enmiendas proporcionan orientación sobre la forma en que una entidad debe determinar los beneficios tributables futuros y explican las circunstancias en las que el beneficio tributable puede incluir la recuperación de algunos activos por más de su importe en libros.

Las entidades están obligadas a aplicar las enmiendas de forma retroactiva. Sin embargo, en la aplicación inicial de las modificaciones, el cambio en el patrimonio de apertura del período comparativo más temprano puede ser reconocido en las utilidades retenidas de apertura (o en otro componente del patrimonio, según corresponda), sin asignar el cambio entre las utilidades retenidas de apertura y otros componentes de la entidad. Las entidades que aplican este alivio deben revelar ese hecho. La Compañía evaluó que esta enmienda no tuvo impacto en los estados financieros al 30 de junio de 2017

4. Efectivo y equivalentes de efectivo

Para efectos del estado de flujo de efectivo, el efectivo incluye efectivo en caja chica y en cuentas bancarias equivalente a un monto de \$ 166 y \$24,889 respectivamente.

5. Saldo con parte relacionada

a) El estado de situación financiera incluye el siguiente saldo con partes relacionadas:

		Por el período comprendido del 22 de marzo al 30 de junio de 2017	
Pasivos corrientes:			
Riverstone Energy Partners, L.P.	Parte relacionada	\$	9,530

Este saldo se encuentra representado por el pasivo relativo a los gastos de administración incurridos durante el período comprendido del 22 de Marzo al 30 de Junio de 2017 relativos a la constitución de la Compañía incluyendo su registro ante la Bolsa Mexicana de Valores (BMV) y los cuáles fueron pagados por Riverstone Energy Partners, L.P. Como se menciona en la Nota 10, la Compañía celebró un contrato con Riverstone Energy Partners, L.P., el cuál establece que los gastos relacionados con la Oferta Global serán reembolsados siempre y cuándo la Oferta Global sea exitosa.

6.

6. Saldos y operaciones en moneda extranjera

Los activos, pasivos y operaciones denominadas en moneda extranjera son aquellos que fueron realizados en monedas diferentes de la moneda funcional de la Compañía. Al 30 de junio de 2017, los activos, pasivos y transacciones denominados en moneda extranjera, expresados en pesos mexicanos ("Ps") (montos contractuales), son:

Saldos	Tipo de cambio aplicable ⁽¹⁾	Por el período comprendido del 22 de marzo al 30 de junio de 2017
Activos corrientes:		
Efectivo	0.055469	Ps. 3,000
Impuestos por recuperar (impuesto al valor agregado)	0.055469	23,697
Derechos y cuotas de inscripción	0.055469	36,409
Total		<u>Ps. 63,106</u>
 Pasivos corrientes:		
Cuenta por pagar a parte relacionada	0.055469	<u>Ps. 171,805</u>

⁽¹⁾ Dólar americano por pesos mexicanos

Como se menciona en la Nota 10, Riverstone Energy Partners, L.P., tuvo que pagar a nombre y cuenta de la Compañía los costos asociados con la Oferta Global. Estos gastos serán reembolsados a Riverstone Energy Partners, L.P., únicamente si la Compañía realiza en forma exitosa la Oferta Global. Al 30 de Junio de 2017, dichos gastos ascienden a un monto de \$4, 190,000. Este importe no fue registrado en los estados financieros de la Compañía ya que están sujetos a que la Oferta Global sea exitosa.

Al 20 de julio de 2017, fecha de emisión de los presentes estados financieros, el tipo de cambio publicado por el Banco de México fue de \$17.4937 por dólar americano.

7. Capital

Al 30 de junio de 2017, el capital social variable de la Compañía está representado por 10,000,000 acciones Serie A ordinarias nominativas, sin expresión de valor nominal. El capital variable es ilimitado.

El capital social fijo está representado por dos acciones serie B ordinarias nominativas, con valor nominal de Ps. 3,000 pesos mexicanos.

Al 30 de junio de 2017, el capital social de la Compañía se integra de la siguiente forma:

Serie de acciones	Acciones 2017
A	10,000,000
B	2
Total	<u>10,000,002</u>

De acuerdo con la Ley General de Sociedades Mercantiles, las compañías deben separar de la utilidad neta de cada año, por lo menos, el 5% para incrementar la reserva legal, hasta que ésta alcance el 20% del capital social a valor nominal. Esta reserva no es susceptible de distribuirse a los accionistas durante la existencia de la Compañía, excepto en forma de dividendo en acciones. Al 30 de junio de 2017, la Compañía no ha creado esta reserva.

Las utilidades retenidas y otras reservas que se distribuyan como dividendos. Así como los efectos que se deriven de reducciones de capital están gravados para efectos de impuesto a la utilidad de acuerdo a la tasa vigente, excepto por el capital social aportado actualizado o si dichas distribuciones provienen de la Cuenta de Utilidad Fiscal Neta ("CUFIN").

Los dividendos que se distribuyan en exceso de la CUFIN causarán el impuesto a la utilidad sobre una base piramidada con la tasa vigente. Este impuesto podrá ser acreditado contra el impuesto a la utilidad del mismo año, en el cual los dividendos son pagados, así como en los dos años siguientes contra el impuesto a la utilidad y los pagos provisionales. Al 30 de junio de 2017, la Compañía no cuenta con CUFIN y el saldo de la Cuenta de Capital de Aportación ("CUCA") ascendió a Ps. 457,511.

La Compañía no podrá decretar dividendos hasta que futuras utilidades absorban las pérdidas acumuladas.

8. Impuestos a la utilidad

a) Impuesto Sobre la Renta (ISR)

Para el ejercicio fiscal 2017, conforme a la Ley del Impuesto sobre la Renta (LISR) la tasa corporativa del ISR es del 30%.

La LISR, establece criterios y límites para la aplicación de algunas deducciones, como son la deducción de pagos que a su vez sean ingresos exentos para los trabajadores, las aportaciones para la creación o incrementos de reservas a fondos de pensiones, las aportaciones al Instituto Mexicano del Seguro Social a cargo del trabajador que sean pagadas por la Compañía. La ley del ISR también establece la posible no deducibilidad de pagos efectuados a partes relacionadas en caso de no cumplirse con ciertos requisitos.

8.

Por el ejercicio terminado el 30 de junio de 2017, la Compañía determinó una pérdida fiscal de \$7,931. Las pérdidas fiscales pueden amortizarse contra utilidades futuras hasta por 10 años.

Los impuestos diferidos que se muestran en el estado de situación financiera se integran por:

	<u>2017</u>
Pasivos por impuestos diferidos:	
Derechos y cuotas de Inscripción	\$ (606)
Impuesto diferido pasivo, neto	<u>\$ (606)</u>

b) A continuación se presenta una conciliación entre la tasa del impuesto establecida por la ley y la tasa efectiva del ISR reconocida por la Compañía:

	<u>2017</u>
Tasa impositiva de ISR	30.0%
Reserva de pérdidas fiscales por amortizar	(39.08)
Ajuste anual por inflación	(0.43)
Comisiones bancarias no deducibles	(0.13)
Tasa efectiva de ISR	<u>(9.64)%</u>

c) Saldos fiscales

Al 30 de junio de 2017 se tienen los siguientes saldos fiscales:

	<u>Importe</u>
Cuenta de Capital de Aportaciones Actualizada	Ps. 457,511

9. Pérdida por acción

La pérdida básica por acción es calculada dividiendo la pérdida neta del año entre el promedio ponderado de acciones ordinarias en circulación durante el período ajustado por el promedio ponderado de las acciones adquiridas en el año.

Los importes calculados de la pérdida básica por acción son los siguientes:

	<u>2017</u>
Pérdida neta	\$ (6,892)
Número de acciones promedio ponderadas durante el año	2,622,952
Pérdida básica por acción	<u>\$ (0.0026)</u>

10. Compromisos

La Compañía cuenta con un acuerdo con Riverstone Energy Partners, L.P., el cuál establece entre otros temas la obligación que Riverstone Energy Partners, L.P. tiene de absorber a nombre y cuenta de la Compañía los costos asociados con la Oferta Global. Dichos gastos serán reembolsados a Riverstone Energy Partners, L.P., únicamente si la Compañía completa exitosamente la Oferta Global. Al 30 de Junio de 2017, dichos gastos ascienden a \$4,190,000. Este importe no fue registrado en los estados financieros de la Compañía ya que está sujeto a que la Oferta Global sea exitosa.

11. Eventos subsecuentes

El 20 de Julio de 2017, los accionistas de la Compañía acordaron la división de las acciones Serie A representativas de la parte variable del capital social de la Compañía a razón de 1 a 1.23. Como resultado de esta división el número de acciones Serie A se incrementó a 12,368,000 de acciones serie A sin valor nominal.

2. ESTADOS FINANCIEROS PROFORMA; INFORME DEL AUDITOR EXTERNO

Informe sobre la compilación de la información financiera proforma incluida en un folleto informativo

A la Asamblea de Accionistas de Vista Oil and Gas, S.A.B. de C.V.

Hemos concluido nuestro trabajo de aseguramiento para informar sobre la compilación de la información financiera proforma de Vista Oil and Gas, S.A.B. de C.V. ("o la Compañía") preparada por su Administración. La información financiera proforma condensada combinada comprende los estados de situación financiera proforma condensada combinada no auditados al 30 de Septiembre de 2017 y 31 de Diciembre de 2016, los estados de resultados proforma condensada combinada no auditados por los nueve meses terminados el 30 de Septiembre de 2017 y por el año terminado el 31 de Diciembre de 2016, así como los criterios aplicables en función de los cuales la Compañía ha compilado la información financiera proforma, mismos que se especifican en las Disposiciones de Carácter General Aplicables a Emisoras de Valores y a otros Participantes del Mercado de Valores ("la Circular Única de Emisoras"), y que se describen en las Notas 3 y 4 de los estados financieros consolidados no auditados proforma que se incluyen en el Anexo 2 del Folleto Informativo de la Compañía ("el Folleto").

La información proforma financiera condensada combinada no auditada ha sido compilada por la Administración de la Compañía para mostrar el impacto de las potenciales adquisiciones de negocios Petrolera Entre Lomas, S.A. (PELSA), APCO Oil & Gas International ("APCO International"), la adquisición del 100% de las concesiones de Medanita-25 de Mayo y Jagüel de los Machos, así como la adquisición del 3.85% del interés en Pampa Energía en las concesiones de Entre Lomas, Bajada del Palo y Agua Amarga según se describe en la Nota 2 de los estados financieros proforma condensados combinados, en la situación financiera de la Compañía al 30 de Septiembre de 2017 y el 31 de Diciembre de 2016, así como sobre sus resultados por los periodos de nueve meses terminados en esas fechas y en la situación financiera de la Compañía al 31 de Diciembre de 2016, así como sus resultados por el año terminado en esa fecha, como si las adquisiciones se hubieran realizado el 31 de Diciembre de 2016.

Responsabilidad de la Administración por la información financiera proforma

La administración es responsable de la compilación de la información financiera proforma de acuerdo con los criterios establecidos en la Circular Única de Emisoras.

Responsabilidad del auditor

Nuestra responsabilidad consiste en expresar una opinión tal como lo requiere la Circular Única de Emisoras sobre si la información financiera proforma ha sido compilada, en todos los aspectos materiales, de acuerdo con los criterios establecidos en la Circular Única de Emisoras.

Alcance de la revisión

Hemos llevado a cabo nuestro trabajo de aseguramiento, de conformidad con la Norma Internacional de Trabajos de Aseguramiento 3420, "*Trabajos de aseguramiento para reportar la compilación de información financiera proforma incluida en un prospecto*", emitida por el Consejo Internacional de Normas de Auditoría y Aseguramiento. Esta norma requiere que cumplamos con principios éticos y que planifiquemos y ejecutemos los procedimientos para obtener una seguridad razonable sobre si la Administración de la Compañía compiló, en todos sus aspectos importantes, la información financiera proforma de acuerdo con los criterios establecidos en la Circular Única de Emisoras.

Para fines de este compromiso, no somos responsables de actualizar o reemitir algún informe u opinión sobre la información financiera histórica utilizada en la compilación de la información financiera proforma, ni hemos, en el curso de este trabajo, realizado una auditoría o revisión de la información financiera utilizada en la compilación de la información financiera proforma.

El propósito de la información financiera proforma incluida en el Folleto Informativo no auditado es únicamente mostrar el impacto de un evento significativo o transacción sobre la información financiera de la Compañía como si las adquisiciones hubieran ocurrido o la transacción se hubiera realizado antes de la fecha seleccionada para mostrar sus efectos. Por consiguiente, no proporcionamos ninguna seguridad de que el resultado real de las adquisiciones descritas en la Nota 4, al 30 de Septiembre de 2017 y al 31 de Diciembre de 2016, hubiera sido como se presenta.

Un trabajo de aseguramiento para informar sobre si se compiló la información financiera proforma, en todos sus aspectos materiales, de acuerdo con los criterios aplicables incluye llevar a cabo procedimientos para evaluar si los criterios aplicables utilizados por la Administración de la Compañía en la compilación de la información financiera proforma proporcionan una base razonable para la presentación de los efectos significativos directamente atribuibles al evento o transacción, y para obtener evidencia suficiente y adecuada acerca de si los ajustes proforma relacionados cumplen en forma adecuada con estos criterios.

Los procedimientos seleccionados dependen del juicio del auditor, tomando en cuenta el entendimiento del auditor de la naturaleza de la Compañía, el evento o transacción respecto del cual la información financiera proforma que ha sido compilada, y otras circunstancias relevantes del trabajo.

Nuestro trabajo también incluyó una evaluación de la presentación general de la información financiera proforma en su conjunto.

Creemos que la evidencia que hemos obtenido es suficiente y apropiada para proporcionar una base para sustentar nuestra opinión.

Opinión

En nuestra opinión, la información financiera proforma condensada combinada no auditada ha sido compilada, en todos sus aspectos importantes, de acuerdo con los requerimientos de la Circular Única de Emisoras.

Mancera, S. C.
Integrante de Ernst & Young Global Limited



C. P. C. Juan Carlos Castellanos López

México, Ciudad de México

19 de Febrero de 2018



VISTA OIL & GAS

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

Estados Financieros Proforma Condensados
Combinados No Auditados

Por los nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2017
y por el año que terminó el 31 de diciembre de 2016,

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

Estados Financieros Proforma Condensados Combinados No Auditados

Al 30 de septiembre de 2017 y
31 de diciembre de 2016

Contenido:

Estados financieros proforma condensados combinados no auditados:

Estados de situación financiera proforma condensados combinados no auditados
Estados de resultados proforma condensados combinados no auditados
Notas a los estados financieros proforma condensados combinados no auditados

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

Estados de situación financiera proforma condensados combinados no auditados

Al 30 de septiembre de 2017 y 31 de diciembre de 2016

(Cifras en dólares americanos)

	30 de septiembre 2017	31 de diciembre 2016
Activos		
Activos corrientes:		
Efectivo y equivalentes de efectivo	\$ 97,459,974	\$ 81,213,085
Cuentas por cobrar	45,984,237	43,810,290
Inventario (petróleo en existencia)	10,822,749	10,898,094
Otros activos corrientes	28,856,486	39,521,285
Total activos corrientes	183,123,446	175,442,754
Activos no corrientes:		
Propiedad, planta y equipo, neto	553,186,424	614,005,031
Inversiones en asociadas	4,363,727	4,363,727
Otros activos no corrientes	24,506,176	963,664
Impuesto sobre la renta diferido	4,334,000	4,784,965
Crédito mercantil	300,463,016	300,463,016
Total activos no corrientes	886,853,343	924,580,403
Total activos	\$ 1,069,976,789	\$ 1,100,023,157
Pasivo y capital contable		
Pasivo a corto plazo:		
Cuentas por pagar	\$ 42,648,877	\$ 52,451,024
Acreedores diversos	846,798	846,798
Impuesto a las ganancias por pagar	10,517,891	21,728,818
Otros impuestos por pagar	14,066,034	11,454,055
Otros pasivos corrientes	14,705,548	25,688,021
Total pasivos a corto plazo	82,785,148	112,168,716
Pasivo a largo plazo:		
Acreedores diversos	550,000	550,000
Impuesto sobre la renta diferido	125,512,515	135,855,765
Provisiones y otros pasivos a largo plazo	78,610,426	76,227,782
Total pasivos a largo plazo	204,672,941	212,633,547
Total pasivos	\$ 287,458,089	\$ 324,802,263
Capital contable:		
Capital social	\$ 744,321,362	\$ 744,321,362
Resultados acumulados	38,197,338	30,899,532
Total capital contable	782,518,700	775,220,894
Total pasivo y capital contable	\$ 1,069,976,789	\$ 1,100,023,157

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

Estados de resultados proforma condensados combinados no auditados

Por el periodo de nueve meses terminado el 30 de septiembre de 2017 y el año terminado el 31 de diciembre de 2016

(Cifras en dólares americanos)

	Nueve meses terminados el 30 de Septiembre 2017 (No auditado)	Por el año terminado 31 de diciembre 2016 (No auditado)	Estado de resultados equivalente a nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2016 (No auditado)
Ventas netas	\$ 333,939,180	\$ 574,557,868	\$ 430,918,401
Costo de ventas	(268,660,408)	(397,788,009)	(298,341,007)
Utilidad bruta	65,278,772	176,769,859	132,577,394
Gastos de administración	(10,539,244)	(13,844,131)	(10,383,098)
Gastos de venta	(10,841,557)	(15,689,663)	(11,767,247)
Gastos de exploración	(1,086,352)	(4,481,789)	(3,361,342)
Otros ingresos	228,423	1,000,000	750,000
Otros gastos	(4,824,222)	(50,855,359)	(38,141,519)
Utilidad de operación	38,215,820	92,898,917	69,674,188
Gasto financiero	(7,456,207)	(15,264,591)	(11,448,443)
Producto financiero	2,829,817	1,781,984	1,336,488
Pérdida cambiaria, neta	-	(2,266)	(1,700)
Utilidad antes de impuestos a la utilidad	33,589,430	79,414,044	59,560,533
Impuestos a la utilidad	(19,838,186)	(48,514,512)	(36,385,884)
Utilidad neta	\$ 13,751,244	\$ 30,899,532	\$ 23,174,649

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

Notas a los estados financieros proforma condensados combinados no auditados

(Cifras en dólares americanos)

Al 30 de septiembre de 2017
y por el año que terminó el 31 de diciembre de 2016

Nota 1 – Organización y Naturaleza de Negocios

Vista Oil & Gas, S.A.B. de C.V. (la “Compañía”) es una sociedad anónima bursátil de capital variable constituida bajo las leyes de México el 22 de marzo de 2017. La Sociedad es una sociedad de propósito especial para la adquisición de empresas, creada con la finalidad de consumir fusiones, adquisiciones 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 (la “Combinación Inicial de Negocios”).

El objeto de la Compañía es, entre otros, (i) adquirir por cualquier medio legal, cualquier clase de activos, acciones, partes sociales, participaciones o intereses en cualquier clase de sociedades mercantiles o civiles, asociaciones, partes sociales, fideicomisos, o entidades de cualquier tipo dentro del sector energético o cualquier otro, sean mexicanas o extranjeras, (ii) participar como socio, accionista o inversionista en todo tipo de negocios o sociedades mercantiles o civiles, asociaciones, participaciones, fideicomisos, o entidades de cualquier tipo, (iii) emitir y colocar acciones representativas del capital social de la Compañía ya sea de manera pública o privada, en los mercados nacionales o extranjeros, (iv) emitir y colocar títulos opcionales respecto de las acciones representativas del capital social o de cualesquiera otros valores, en mercados nacionales o extranjeros, y (v) emitir y colocar títulos de crédito, instrumentos de deuda o cualquier otro instrumento ya sea de manera pública o privada, en mercados nacionales o extranjeros. La compañía fue constituida inicialmente por entidades subsidiarias de Riverstone Investment Group LLC.

El domicilio registrado y las oficinas corporativas de la Compañía están localizados en la Ciudad de México, México, en Javier Barros Sierra No. 540 Torre piso 2, Lomas de Santa Fe, Delegación Álvaro Obregón, C.P. 01210.

Al 30 septiembre de 2017, las actividades efectuadas desde la constitución de la Compañía el 22 de marzo de 2017, están relacionadas con actividades de organización, actividades para llevar a cabo La Oferta Pública Inicial (la “Oferta Pública Inicial” descrita a continuación) y los esfuerzos dirigidos para encontrar y consumir una Combinación Inicial de Negocio. La Compañía no ha generado ingresos operativos al 30 de septiembre de 2017.

2.

El 15 de agosto de 2017, fecha de liquidación de la Oferta Pública Inicial, la Compañía obtuvo el monto de \$650,016,589 como recursos brutos de la Oferta Pública Inicial (incluida la Comisión de Colocación Diferida) y los depositó en una Cuenta de Custodia en Citibank NA London Branch, actuando como agente de custodia. La Compañía tiene la intención de usar los ingresos depositados en la Cuenta de Custodia, entre otras cosas, para financiar la Combinación Inicial de Negocio.

Nota 2 – Estados financieros proforma condensados combinados no auditados

Los estados financieros proforma condensados combinados no auditados de la Compañía fueron elaborados sobre la base de reflejar las “Operaciones Potenciales” relacionadas de las adquisiciones de las siguientes compañías ubicadas en Argentina y las cuales se dedican a la exploración y explotación de hidrocarburos:

(i) Petrolera Entre Lomas, S.A. (PELSA), (ii) APCO Oil & Gas International (“APCO International”), (iii) el 100.00% de participación en las concesiones de explotación Medanito-25 de Mayo y Jagüel de los Machos y (iv) el 3.85% adquirido con Pampa Energía, S.A. de las concesiones de explotación Entre Lomas, Bajada del Palo y Agua Amarga.

Los estados financieros de cada una de las “Operaciones Potenciales”, han sido preparados utilizando al dólar americano como la moneda de funcional y de informe, y fueron elaborados utilizando la información financiera compilada no auditada de cada uno de las Operaciones Potenciales. El valor agregado de estas Operaciones Potenciales incluido en los estados financieros proforma condensados combinados es de \$734,878,400 (ver Nota 4).

Los estados financieros proforma condensados combinados no auditados consideran que las adquisiciones anteriores como si las mismas hubieran sido realizadas al 31 de diciembre de 2016, en consecuencia las cifras presentadas por la administración están basados en supuestos de operación que se pudieron haber tenido en el periodo 2016 y durante el periodo de nueve meses terminado el 30 de septiembre de 2017.

Los estados financieros proforma condensados combinados no auditados consideran que las Operaciones Potenciales hubieran sido financiadas con:

- a) el efectivo disponible de la Compañía a la fecha de cierre de las operaciones,
- b) los recursos netos que serían liberados de la cuenta custodia obtenidos durante la Oferta Pública Inicial, después de liquidar las comisiones de colocación diferidas a intermediarios colocadores y el reembolso de intereses a accionistas,
- c) obtención de recursos por medio de una colocación privada celebrada con Riverstone Vista Capital Partners, L.P. y,
- d) el incremento de capital a través de la emisión de acciones Serie A por medio de la celebración de Contratos de Suscripción con Vista y el Ejercicio del Derecho de Preferencia de los Accionistas

La Compañía estima realizar el cierre de las Operaciones durante los primeros meses de 2018.

Nota 3 – Criterios de los Estados Financieros Proforma Condensados Combinados No Auditados

Los presentes estados de situación financiera no auditados al 30 de septiembre de 2017 y al 31 de diciembre de 2016, así como los estados de resultados no auditados por los periodos de nueve meses y doce meses terminados el 30 de septiembre de 2017 y el 31 de diciembre de 2016 de la Compañía, han sido preparados para cumplir con las disposiciones regulatorias establecidas por la Comisión Nacional Bancaria y de Valores (CNBV) sobre la base de las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF).

Moneda funcional

Los estados financieros han sido preparados utilizando al dólar americano como la moneda funcional y de informe.

Debido a que la información financiera compilada de Medanito-25 de Mayo y Jagüel de los Machos fue obtenida en Pesos Argentinos, la información correspondiente al estado de situación financiera fue convertida a un tipo de cambio de cierre \$17.25 por Peso Argentino (\$16.10 por Peso Argentino en 2016), la información financiera correspondiente al estado de resultados de 2017 fue convertida utilizando un tipo de cambio promedio de \$17.21 por Peso Argentino (\$14.78 por Peso Argentino en 2016).

Normas Internacionales de información financiera

Se ha realizado un análisis de posibles diferencias entre NIIF y las Normas Contables en Argentina, concluyendo que no existen diferencias materiales entre ambas normatividades que pudieran afectar la situación financiera y/o resultados de operación proforma adjuntos.

Uso de estimaciones

En la preparación de las cifras mostradas en el estado de situación financiera contenido en la presente sección, se utilizan estimaciones y supuestos determinados por la administración de la Compañía, las cuales afectan las cifras mostradas y se basan en la mejor estimación y conocimiento de la administración considerando la información disponible, sin embargo, los resultados reales pudieran diferir de dichas estimaciones.

4.

Nota 4.- Bases de Preparación de los Estados Financieros Proforma

La Compañía fue constituida el 22 de marzo de 2017 razón por la cual no existe información financiera disponible de la empresa al 31 de diciembre de 2016; derivado de lo anterior, los estados financieros proforma condensados combinados no auditados asumen la creación de la Compañía, así como que las adquisiciones anteriores hubieran sido realizadas al 31 de diciembre de 2016.

El objetivo de los estados financieros proforma condensados combinados no auditados es presentar las Operaciones Potenciales descritas en la Nota 2 como si éstas hubieran surtido efectos al 30 de septiembre de 2017 y al 31 de diciembre de 2016.

Como se menciona en la Nota 2, la información financiera utilizada de las Operaciones Potenciales utilizada para la elaboración de los estados de situación financiera proforma condensados combinados no auditados y los estados de resultados proforma condensados combinados no auditados al 30 de septiembre de 2017 y 31 de diciembre de 2016 no han sido auditados.

Los ajustes proforma que se incluyen en el estado de situación financiera al 30 de septiembre de 2017 y al 31 de diciembre de 2016; así como en los estados de resultados por el período de doce meses y nueve meses terminado en dichas fechas se describen a continuación:

Efectos de eliminaciones

o Corresponde al ajuste para eliminar la inversión en acciones en la asociada PELSA que tiene APCO International, cuyas cifras se están combinando en la columna PELSA y Entre Bajada Lomas, Bajada de Palo y Agua Amarga. Esta eliminación corresponde a asumir que al asumir la adquisición de la participación accionaria en PELSA, se obtiene el control sobre dicha Compañía. Los montos eliminados al 30 de septiembre de 2017 y al 31 de diciembre de 2016 fueron \$184,423,315 y \$186,339,000, respectivamente. Los estados financieros proforma asumen que no se ha registrado método de participación en los periodos incluidos que deban de ser eliminados.

Efectos por la aprobación de las operaciones potenciales

Los ajustes proforma derivados de la aprobación de parte de la asamblea de accionistas de realizar las operaciones potenciales son:

- o Derivado de la aprobación por la asamblea de accionistas y el consejo de administración de la Compañía los fondos disponibles en la cuenta custodia por un monto de \$ 650,847,969 serían liberados para efectuar:
 - o i) el pago de comisiones diferidas \$19,500,000, más la cantidad de \$3,120,000 correspondiente al Impuesto al Valor Agregado atribuible a dichas comisiones de colocación diferidas
 - o ii) reembolso de los intereses generados en la cuenta custodia por un monto de \$ 847,969 y

- o iii) Pago de comisiones a los bancos por \$3,000,000, por el otorgamiento de la línea de crédito contingente reconocidos como gastos financieros, ver Nota 5.
- o iv) con el efectivo disponible posterior al pago de los conceptos previamente mencionados, utilizar dichos fondos para el pago de la combinación inicial de negocios.
- o De manera simultánea con lo mencionado anteriormente, la aprobación de la capitalización de \$642,189,854 captados en la oferta pública inicial (inicialmente registrados en pasivos a corto plazo bajo el rubro de Acciones serie A reembolsables por un monto netas de los gastos de emisión originados al momento de la Oferta Pública Inicial de \$8,674,974), mediante el traspaso a la cuenta de Capital por lo que esta transacción no generaría flujo de efectivo.
- o Recepción de efectivo por la cantidad de \$1,000,000 como contraprestación del Contrato de Futuros ("Forward Purchase Agreement") celebrado en 2017 con Riverstone Vista Capital Partners, L.P. ("RVCP", afiliada de Riverstone Sponsor), el cual es registrado como otros ingresos en el estado de resultados del año terminado el 31 de diciembre de 2016.
- o Obtención de efectivo por \$ 50,000,000 por medio de una colocación privada de 5,000,000 acciones Serie A negociadas en el Contrato de Futuros ("Forward Purchase Agreement") celebrado con Riverstone Vista Capital Partners, L.P. ("RVCP", afiliada de Riverstone Sponsor) incrementando el Capital social por un monto total de \$ 50,000,000.

Efectos por la emisión de acciones

- o Obtención de efectivo por \$100,000,000 por medio de un incremento de capital mediante la emisión de 10,000,000 acciones Serie A por medio de la celebración de Contratos de Suscripción con Vista y el Ejercicio del Derecho de Preferencia de los Accionistas, neto de los gastos de colocación estimados por pago de honorarios a los asesores principalmente, por la cantidad de \$3,400,000.

Dicho pagos se estiman generarán un Impuesto al Valor Agregado de \$76,800, mismos que podrían ser deducibles en el futuro en términos de la legislación aplicable. El IVA ha sido incluido como otros gastos.

Efectos derivados de la adquisición de las operaciones potenciales

- o Reconocimiento de la adquisición de negocios PELSA, APCO International, así como los yacimientos de Jagüel de los Machos y Medanito-25 de Mayo y el 3.85% adquirido con Pampa Energía de las concesiones de explotación ubicadas en las provincias de Neuquén y Río Negro (Entre Lomas, Bajada del Palo y Agua Amarga), de acuerdo con la NIIF 3 "Combinaciones de negocios".
- o La consideración transferida por los negocios considerada en los ajustes proforma es de \$734,878,400, la cual generaría para efectos de los estados financieros proforma condensados combinados no auditados un crédito mercantil de \$188,105,016. El periodo de medición para la contabilización final de los valores justos de los activos netos adquiridos para efectos de NIIF 3, diferirá de esta ajuste proforma una vez que se concluyan los mismos.

6.

o Disminución de un saldo por pagar con partes relacionadas de APCO International al 30 de septiembre 2017 y 31 de diciembre de 2016 por \$374,785,000 y \$376,929,000, respetivamente, el cuál sería liquidado cómo parte de la adquisición de dicha compañía y cuyo efecto resulta en un aumento en los activos netos adquiridos de APCO, por lo que esta transacción no generaría flujo de efectivo.

Al 31 de diciembre de 2016, el detalle de los activos netos obtenidos por la adquisición de las operaciones potenciales es el siguiente:

Total activos corrientes, (incluyendo efectivo adquirido de \$ 38,403,736)	\$ 132,633,405
Total activos no corrientes	736,337,044
Total activos	<u>\$ 868,970,449</u>
Total pasivos corrientes	\$ 110,113,518
Total pasivos no corrientes, (incluyendo saldo por pagar a partes relacionadas de APCO de \$ 376,929,000, este pasivo no sería asumido por la Compañía ya que previo a la compra, APCO efectuaría la capitalización de dicho pasivo)	589,012,547
Total pasivos	<u>699,126,065</u>
Total activos netos	\$ 169,844,384
Más:	
Partes relacionadas por pagar provenientes de APCO que no serían adquiridos por la Compañía, ya que previo a la compra APCO efectuaría la capitalización de dicho pasivo	376,929,000
Total activos netos adquiridos	<u>\$ 546,773,384</u>
Crédito mercantil en la adquisición	188,105,016
Total de consideración transferida en efectivo	<u><u>\$ 734,878,400</u></u>
Flujo en la adquisición:	
Efectivo adquirido en la adquisición de negocios	\$ 38,403,736
Total de consideración transferida en efectivo	(734,878,400)
Flujo neto en la adquisición de negocios	<u><u>\$ (696,474,664)</u></u>

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

Estado de situación financiera proforma condensada combinada no auditado

Al 30 de septiembre de 2017

(Cifras en dólares americanos)

	Vista Oil & Gas (No auditado)	Pelsa (No auditado)	Entre Lomas, Bajada del Palo & Agua Amarga (No auditado)	Jaquel- Medianito (No auditado)	APCO O&G (No auditado)	Efectos de eliminaciones	Total Combinado (No auditado)	Efectos por la aprobación de las operaciones potenciales	Efectos por emisión de acciones	Efectos por adquisición de operaciones potenciales	Estado de Situación Financiera Proforma (No auditado)
Activos											
Activos corrientes:											
Efectivo y equivalentes de efectivo	\$ 5,784,549	\$ 42,765,799	\$ 89,871	\$ 3,258,955	\$ 8,536,000	\$ -	\$ 60,435,174	\$ 675,380,000	\$ 96,523,200	\$ (734,878,400)	\$ 97,459,974
Cuentas por cobrar	-	26,654,856	-	12,643,381	6,686,000	-	45,984,237	-	-	-	45,984,237
Inventario (petróleo en existencia)	-	9,259,301	366,448	-	1,197,000	-	10,822,749	-	-	-	10,822,749
Otros activos corrientes	-	15,195,555	152,130	5,124,801	8,384,000	-	28,856,486	-	-	-	28,856,486
Total activos corrientes	5,784,549	93,875,511	608,449	21,027,137	24,803,000	-	146,098,646	675,380,000	96,523,200	(734,878,400)	183,123,446
Activos no corrientes:											
Propiedad, planta y equipo, neto	-	292,182,820	15,023,005	154,726,599	91,254,000	-	553,186,424	-	-	-	553,186,424
Inversiones en asociadas	-	63,727	-	43,158	188,680,157	(184,423,315)	4,363,727	-	-	-	4,363,727
Efectivo restringido en cuenta custodia	650,847,969	-	-	-	-	-	650,847,969	(650,847,969)	-	-	-
Otros activos no corrientes	138,343	4,793,161	17,672	-	19,557,000	-	24,506,176	-	-	-	24,506,176
Impuesto sobre la renta diferido	-	-	-	-	4,334,000	-	4,334,000	-	-	-	4,334,000
Crédito mercantil	-	-	-	-	112,358,000	-	112,358,000	-	-	188,105,016	300,463,016
Total activos no corrientes	650,986,312	297,039,708	15,040,677	154,769,757	416,183,157	(184,423,315)	1,349,596,296	(650,847,969)	-	188,105,016	886,853,343
Total activos	\$ 656,770,861	\$ 390,915,219	\$ 15,649,126	\$ 175,796,894	\$ 440,986,157	\$ (184,423,315)	\$ 1,495,694,942	\$ 24,532,031	\$ 96,523,200	\$ (546,773,384)	\$ 1,069,976,189
Pasivos y capital											
Pasivos a corto plazo:											
Cuentas por pagar	\$ 3,317,450	\$ 17,666,314	\$ 805,043	\$ 14,194,070	\$ 6,666,000	-	42,648,877	-	-	-	42,648,877
Acreedores diversos	846,798	-	-	-	-	-	846,798	-	-	-	846,798
Impuesto a las ganancias por pagar	-	2,284,800	-	7,292,091	941,000	-	10,517,891	-	-	-	10,517,891
Impuestos por pagar	3,760	5,331,200	424,338	2,926,736	5,380,000	-	14,066,034	-	-	-	14,066,034
Otros pasivos a corto plazo	-	2,868,457	55,816	9,343,275	2,438,000	-	14,705,548	-	-	-	14,705,548
Total pasivos a corto plazo	4,168,008	28,150,771	1,285,197	33,756,172	15,425,000	-	82,785,148	-	-	-	82,785,148
Pasivos a largo plazo:											
Acciones Serie A reembolsables netas de gastos de emisión	\$ 642,189,854	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	642,189,854	\$ (642,189,854)	\$ -	\$ -	-
Acreedores	550,000	-	-	-	-	-	550,000	-	-	-	550,000
Impuesto sobre la renta diferido	-	52,514,238	2,763,907	27,804,370	42,430,000	-	125,512,515	-	-	-	125,512,515
Partes relacionadas por pagar	-	-	-	-	374,785,000	-	374,785,000	-	-	(374,785,000)	-
Provisiones y otros pasivos a largo plazo	-	19,808,107	1,042,532	52,280,787	5,479,000	-	78,610,426	-	-	-	78,610,426
Total pasivos a largo plazo	642,739,854	72,322,345	3,806,439	80,085,157	422,694,000	-	1,221,647,795	(642,189,854)	-	(374,785,000)	204,672,941
Total pasivos	\$ 646,907,862	100,473,116	5,091,636	113,841,329	438,119,000	-	\$ 1,304,432,943	\$ (642,189,854)	\$ -	\$ (374,785,000)	\$ 287,458,089
Capital contable:											
Capital social											
Resultados acumulados	\$ 14,865,424	\$ 291,048,814	\$ 11,531,961	\$ 14,409,662	\$ 207,000	\$ (186,339,000)	\$ 145,723,861	\$ 671,841,885	\$ 96,600,000	\$ (169,844,384)	\$ 744,321,362
	(5,002,425)	(606,711)	(974,471)	47,545,903	2,660,157	1,915,685	45,538,138	(5,120,000)	(76,800)	(2,144,000)	38,197,338
Total capital contable	9,862,999	290,442,103	10,557,490	61,955,565	2,867,157	(184,423,315)	191,261,999	666,721,885	96,523,200	(171,988,384)	782,518,700
Total pasivos y capital contable	\$ 656,770,861	\$ 390,915,219	\$ 15,649,126	\$ 175,796,894	\$ 440,986,157	\$ (184,423,315)	\$ 1,495,694,942	\$ 24,532,031	\$ 96,523,200	\$ (546,773,384)	\$ 1,069,976,789

8.

VISTA OIL & GAS, S.A.B. DE C.V.
Estado de resultados proforma condensado combinado no auditado
Por el periodo de nueve meses terminado el 30 de septiembre de 2017
(Cifras en dólares americanos)

	Entre Lomas,				Efectos derivados			Efectos de la		Estado de
	Bajada		Jaquel-		de la aprobación		emisión		adquisición de las	resultados
	del Palo & Agua		Medianito		de las		de acciones		operaciones	Proforma
	Vista Oil & Ga	Pelsa	Amarga	(100%)	APCO O&G	Efectos	Total Combinado	operaciones	potenciales	(No auditado)
	(No auditado)	(No auditado)	(No auditado)	(No auditado)	(No auditado)	eliminaciones	(No auditado)	potenciales	de acciones	(No auditado)
Ventas netas	\$ -	\$ 160,680,017	\$ 8,456,843	\$ 106,565,320	\$ 58,237,000	\$ -	\$ 333,939,180	\$ -	\$ -	\$ 333,939,180
Costo de ventas	-	(136,433,047)	(7,180,687)	(77,812,674)	(47,234,000)	-	(268,660,408)	-	-	(268,660,408)
Utilidad bruta	-	24,246,970	1,276,156	28,752,646	11,003,000	-	65,278,772	-	-	65,278,772
Gastos de administración	(2,112,810)	(3,821,868)	(201,151)	(115,415)	(4,288,000)	-	(10,539,244)	-	-	(10,539,244)
Gastos de venta	-	(8,051,779)	(423,778)	-	(2,366,000)	-	(10,841,557)	-	-	(10,841,557)
Gastos de exploración	-	(802,134)	(42,218)	-	(242,000)	-	(1,086,352)	-	-	(1,086,352)
Otros ingresos	-	217,001	11,422	-	-	-	228,423	-	-	228,423
Otros gastos	-	(5,585,504)	(293,974)	296,256	759,000	-	(4,824,222)	-	-	(4,824,222)
Utilidad (pérdida) en operación	(2,112,810)	6,202,686	326,457	28,933,487	4,866,000	-	38,215,820	-	-	38,215,820
Gasto financiero	-	(573,903)	(30,205)	(6,852,099)	-	-	(7,456,207)	-	-	(7,456,207)
Producto financiero	-	747,476	39,341	-	2,043,000	-	2,829,817	-	-	2,829,817
Utilidad (pérdida) antes de impuestos a la utilidad	(2,112,810)	6,376,259	335,593	22,081,388	6,909,000	-	33,589,430	-	-	33,589,430
Impuestos a la utilidad	-	(7,583,940)	(399,155)	(7,292,091)	(4,563,000)	-	(19,838,186)	-	-	(19,838,186)
Utilidad (pérdida) neta	\$ (2,112,810)	\$ (1,207,681)	\$ (63,562)	\$ 14,789,297	\$ 2,346,000	-	\$ 13,751,244	-	-	13,751,244

VISTA OIL & GAS, S.A.B. DE C.V.
Estado de situación financiera proforma condensada combinada no auditado
Al 31 de diciembre de 2016
(Cifras en dólares americanos)

	Vista Oil & Gas (No auditado)	Pelsa (No auditado)	Entre Lomas, Bajada del Palo & Agua Amarga (No auditado)	Jaquel Medanito (No auditado)	APCO O&G (No auditado)	Efectos de eliminaciones	Total Combinado (No auditado)	Efectos derivados de la aprobación de las operaciones potenciales	Efectos de la emisión de acciones	Efectos de la adquisición de las operaciones potenciales	Estado de Situación Financiera Proforma (No auditado)
Activos											
Activos corrientes:											
Efectivo y equivalentes de efectivo	\$ 5,784,549	\$ 25,881,681	\$ 170,990	\$ 2,946,065	\$ 9,405,000	\$ -	\$ 44,188,285	\$ 675,380,000	\$ 96,523,200	\$ (734,878,400)	\$ 81,213,085
Cuentas por cobrar	-	19,657,137	2,688	15,703,465	8,447,000	-	43,810,290	-	-	-	43,810,290
Inventario (petróleo en existencia)	-	9,024,094	-	-	1,874,000	-	10,898,094	-	-	-	10,898,094
Otros activos corrientes	-	13,502,074	241,750	3,748,461	22,029,000	-	39,521,285	-	-	-	39,521,285
Total activos corrientes	5,784,549	68,064,986	415,428	22,397,991	41,755,000	-	138,417,954	675,380,000	96,523,200	(734,878,400)	175,442,754
Activos no corrientes:											
Propiedad, planta y equipo, neto	-	335,713,719	17,252,251	157,155,061	103,884,000	-	614,005,031	-	-	-	614,005,031
Inversiones en asociadas	-	63,727	-	-	190,639,000	(186,339,000)	4,363,727	-	-	-	4,363,727
Efectivo restringido en cuenta custodia	650,847,969	-	-	-	-	-	650,847,969	(650,847,969)	-	-	-
Otros activos no corrientes	138,343	478,634	21,866	24,674	300,147	-	963,664	-	-	-	963,664
Impuesto sobre la renta diferido	-	4,780,112	-	-	4,853	-	4,784,965	-	-	-	4,784,965
Crédito mercantil	-	-	-	-	112,358,000	-	112,358,000	-	-	188,105,016	300,463,016
Total activos no corrientes	650,986,312	341,036,192	17,274,117	157,179,735	407,186,000	(186,339,000)	1,387,323,356	(650,847,969)	-	188,105,016	924,580,403
Total activos	\$656,770,861	\$ 409,101,178	\$ 17,689,545	\$ 179,577,726	\$ 448,941,000	\$ (186,339,000)	\$ 1,525,741,310	\$ 24,532,031	\$ 96,523,200	\$ (546,773,384)	\$ 1,100,023,157
Pasivos y capital											
Pasivos a corto plazo:											
Cuentas por pagar	\$ 1,204,640	\$ 18,476,672	\$ 942,990	\$ 24,158,722	\$ 7,668,000	\$ -	\$ 52,451,024	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 52,451,024
Acreedores diversos	846,798	-	-	-	-	-	846,798	-	-	-	846,798
Impuestos a las ganancias por pagar	-	5,382,419	-	16,101,554	244,845	-	21,728,818	-	-	-	21,728,818
Impuestos por pagar	3,760	5,917,231	544,971	2,286,938	2,701,155	-	11,454,055	-	-	-	11,454,055
Otros pasivos corrientes	-	4,001,863	234,140	13,543,018	7,909,000	-	25,688,021	-	-	-	25,688,021
Total pasivos a corto plazo	2,055,198	33,778,185	1,722,101	56,090,232	18,523,000	-	112,168,716	-	-	-	112,168,716
Pasivos a largo plazo:											
Acciones Serie A reembolsables, neta de gastos de emisión	642,189,854	-	-	-	-	-	642,189,854	(642,189,854)	-	-	-
Acreedores	550,000	-	-	-	-	-	550,000	-	-	-	550,000
Impuesto sobre la renta diferidos	-	57,274,551	3,014,450	28,240,764	47,326,000	-	135,855,765	-	-	-	135,855,765
Partes relacionadas por pagar	-	-	-	-	376,929,000	-	376,929,000	-	-	(376,929,000)	-
Provisiones y otros pasivos a largo plazo	-	19,817,421	1,043,022	49,687,339	5,680,000	-	76,227,782	-	-	-	76,227,782
Total pasivos a largo plazo	642,739,854	77,091,972	4,057,472	77,928,103	429,935,000	-	1,231,752,401	(642,189,854)	-	(376,929,000)	212,633,547
Total pasivos	\$644,795,052	\$110,870,157	\$ 5,779,573	\$ 134,018,335	\$ 448,458,000	\$ -	\$ 1,343,921,117	\$ (642,189,854)	-\$	\$ (376,929,000)	\$ 324,802,263
Capital contable:											
Capital social	\$ 14,865,424	\$291,048,814	\$ 11,531,961	\$ 14,409,662	\$ 207,000	\$ (186,339,000)	\$ 145,723,861	\$ 671,841,885	\$ 96,600,000	\$ (169,844,384)	\$ 744,321,362
Resultados acumulados	(2,889,615)	7,182,207	378,011	31,149,729	\$ 276,000	-	36,096,332	(5,120,000)	(76,800)	-	30,899,532
Total capital contable	11,975,809	298,231,021	11,909,972	45,559,391	483,000	(186,339,000)	181,820,193	666,721,885	96,523,200	(169,844,384)	775,220,894
Total pasivos y capital contable	\$ 656,770,861	\$ 409,101,178	\$ 17,689,545	\$ 179,577,726	\$ 448,941,000	\$ (186,339,000)	\$ 1,525,741,310	\$ 24,532,031	\$ 96,523,200	\$ (546,773,384)	\$1,100,023,157

VISTA OIL & GAS, S.A.B. DE C.V.
Estado de resultados proforma condensado combinado no auditado
Por el año terminado el 31 de diciembre de 2016
(Cifras en dólares americanos)

	Vista Oil & Gas	Pelsa	Entre Lomas, Bajada del Palo & Agua	Jaquel Medanito	APCO O&G	Efectos eliminaciones	Total Combinado	Efectos derivados de la aprobación de las operaciones potenciales	Efectos de la emisión de acciones	Efectos de la adquisición de las operaciones potenciales	Estado de Resultados Proforma	Proforma equivalente a nueve meses terminados
	(No auditado)	(No auditado)	(No auditado)	(No auditado)	(No auditado)		(No auditado)				(No auditado)	(No auditado)
Ventas netas	\$ -	\$ 234,274,589	\$ 12,330,242	\$ 244,031,037	\$ 83,922,000	\$ -	\$ 574,557,868	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 574,557,868	\$ 430,918,401
Costo de ventas	-	(172,597,557)	(9,084,082)	(151,230,370)	(64,876,000)	-	(397,788,009)	-	-	-	(397,788,009)	(298,341,007)
Utilidad bruta	-	61,677,032	3,246,160	92,800,667	19,046,000	-	176,769,859	-	-	-	176,769,859	132,577,394
Gastos de administración	(1,408,540)	(5,832,508)	(306,974)	(163,109)	(6,133,000)	-	(13,844,131)	-	-	-	(13,844,131)	(10,383,098)
Gastos de venta	-	(10,956,030)	(576,633)	-	(4,157,000)	-	(15,689,663)	-	-	-	(15,689,663)	(11,767,247)
Gastos de exploración	-	(3,176,970)	(167,209)	(72,610)	(1,065,000)	-	(4,481,789)	-	-	-	(4,481,789)	(3,361,342)
Otros ingresos	-	-	-	-	-	-	-	1,000,000	-	-	1,000,000	750,000
Otros gastos	(705,132)	(11,401,327)	(600,070)	(32,269,030)	(2,683,000)	-	(47,658,559)	(3,120,000)	(76,800)	-	(50,885,359)	(38,141,519)
Utilidad (pérdida) de operación	(2,113,672)	30,310,197	1,595,274	60,295,918	5,008,000	-	95,095,717	(2,120,000)	(76,800)	-	92,898,917	69,674,188
Gasto financiero	(773,677)	(914,165)	(48,114)	(13,044,635)	2,516,000	-	(12,264,591)	-	-	(3,000,000)	(15,264,591)	(11,448,443)
Producto financiero	-	1,692,885	89,099	-	-	-	1,781,984	-	-	-	1,781,984	1,336,488
Pérdida cambiaria, neta	(2,266)	-	-	-	-	-	(2,266)	-	-	-	(2,266)	(1,700)
Utilidad antes de impuestos	(2,889,615)	31,088,917	1,636,259	47,251,283	7,524,000	-	84,610,844	(2,120,000)	(76,800)	(3,000,000)	79,414,044	59,560,133
Impuestos a la utilidad	-	(23,906,710)	(1,258,248)	(16,101,554)	(7,248,000)	-	(48,514,512)	-	-	-	(48,514,512)	(36,385,884)
Utilidad (pérdida) neta	\$ (2,889,615)	\$ 7,182,207	\$ (378,011)	\$ 31,149,729	\$ 276,000	-	\$ 36,096,332	\$ (2,120,000)	\$ (76,800)	\$ (3,000,000)	\$ 30,899,532	\$ 23,174,649

Nota 5.- Eventos subsecuentes

Contrato con Pampetrol

El 25 de octubre de 2017 Pampetrol S.A.P.E.M (PAMPETROL) celebró un contrato de prestación de servicios con un período de vigencia hasta el 28 de octubre de 2026 con Petrobras Argentina S.A. (PESA), empresa que fue absorbida en un proceso de fusión por Pampa Energía S.A.

De acuerdo a las cláusulas del contrato de prestación de servicios, PESA prestará a PAMPETROL en las instalaciones operadas por PESA, las cuales se encuentran ubicadas en el área de la concesión de explotación de hidrocarburos Medanito-25 de Mayo, los servicios que se detallan a continuación:

i) recepción diaria de la producción bruta que será entregada por PAMPETROL o por terceros en el punto de recepción establecido como la planta de tratamiento, ii) separación, tratamiento y acondicionamiento del petróleo, iii) transporte y entrega del petróleo acondicionado desde las instalaciones hasta el punto de entrega (definido en el contrato como la Planta Oldelval S.A. ubicada en Medanito-25 de Mayo), iv) separación, tratamiento y bombeo del agua producida para ser inyectada en pozos “disposals” y/o inyectores en las provincias de Río Negro y la Pampa, v) transporte y distribución de la parte del agua producida a ser inyectada en la provincia de Río Negro, vi) operación y mantenimiento de los pozos “disposals” e inyectores vinculados a la inyección del agua producida en la provincia de Río Negro y, vii) provisión del servicio de energía eléctrica.

Cómo parte de la operación de compra de la concesión de explotación de hidrocarburos Medanito-25 de Mayo a Pampa Energía, la Compañía adquiriría los derechos del contrato de prestación de servicios anteriormente descritos en caso de realizarse la Combinación Inicial de Negocio. Debido a que dicho contrato entró en vigencia el 25 de octubre de 2017, la información financiera proforma adjunta al 30 de septiembre de 2017 no contiene los potenciales efectos de dicho contrato.

Contrato de suscripción de línea de crédito contingente

Con fecha 12 de febrero de 2018, la Compañía celebró una carta compromiso con Citigroup Global Markets Inc., Credit Suisse AG y Morgan Stanley Senior Funding, Inc. (a quienes conjuntamente se les denominará como los “Acreditantes”). De conformidad con los términos establecidos en la Carta Compromiso, los Acreditantes han comprometido proveer una Línea de Crédito Contingente, por una cantidad total de hasta \$300,000,000, que tenemos la intención de utilizar como respaldo para el financiamiento de la Operación, en caso de que fuese necesario.

3. PRESENTACIÓN A INVERSIONISTAS



Presentación a Inversionistas

Febrero 2018

Acerca de esta presentación

Objetivo de esta presentación

Esta presentación es para fines meramente informativos. Esta presentación no constituye ni forma parte de una oferta de suscripción y pago de valores, ni de una solicitud de oferta de compra de valores ni es una recomendación de compra de valores.

Para efectos de esta presentación:

- *los términos “Vista”, “Vista Oil & Gas”, “Emisora”, “Compañía”, “nosotros” o “nuestra(o)” se refieren a Vista Oil & Gas, S.A.B. de C.V., y*
- *el término “Riverstone” se refiere tanto a “Riverstone Investment Group LLC”, una sociedad de responsabilidad limitada (limited liability company) del estado de Delaware, Estados Unidos de América, como a sus entidades afiliadas y fondos afiliados.*

Esta presentación es proporcionada por Vista y no es proporcionada por, constituye una presentación de, Riverstone. Una inversión en Vista no constituye una inversión en Riverstone ni en ninguno de sus fondos. Los resultados históricos de Riverstone, o los de sus fondos, no son indicativos del desempeño futuro de Vista.

Información Privada

Esta presentación ha sido preparada por Vista y no puede ser reproducida o distribuida a cualquier otra persona. Esta presentación contiene información comercialmente sensible y por lo tanto queda prohibido que tanto la presentación, como la información que la misma contiene sea copiada, revelada o proporcionada total o parcialmente a terceros sin el consentimiento previo y por escrito de Vista. Toda persona que reciba esta presentación, por el mero hecho de recibirla, reconocen y convienen que tiene prohibido copiar, revelar, reproducir o distribuir la presente o la información que la misma contiene sin el consentimiento previo y por escrito de Vista.

Otros asuntos

Ni esta presentación ni su contenido constituyen de cualquier naturaleza. Los receptores de esta presentación no deberán interpretar el contenido de la misma como asesoría legal, fiscal, o recomendación de compra o de inversión o de cualquier otra naturaleza, por lo que deberán consultar a sus propios asesores para tal efecto.

Aviso importante con respecto a las proyecciones y otras declaraciones a futuro

Este documento contiene estimaciones futuras, incluyendo proyecciones, estimados, objetivos y metas, información relacionada con resultados de operación potenciales y descripción de estrategias de negocios, intenciones y planes. Dichas estimaciones futuras se identifican por el uso de palabras tales como “puede”, “podría”, “podrá”, “debe”, “debería”, “deberá”, “esperamos”, “planeamos”, “anticipamos”, “creemos”, “estimamos”, “se proyecta”, “predecimos”, “pretendemos”, “futuro”, “potencial”, “sugerido”, “objetivo”, “pronóstico”, “continuo”, y otras expresiones similares. Las estimaciones a futuro no son hechos históricos, y se basan en las expectativas, creencias, estimaciones, proyecciones actuales, así como en varias suposiciones del equipo de administración, mismos que inherentemente por su naturaleza son inciertos y están fuera de nuestro control. Dichas expectativas, creencias, estimaciones y proyecciones se expresan sobre una base de buena fe y en el entendimiento de que el equipo de administración considera que existe un sustento razonable para los mismos. Sin embargo, no podemos asegurar que las expectativas, creencias, estimaciones y proyecciones del equipo de administración se realizarán, por lo que los resultados reales podrían diferir materialmente de lo que se expresa o se indica a manera de estimaciones futuras. Las declaraciones a futuro están sujetas a riesgos e incertidumbres que podrían provocar que el desempeño o resultado reales difieran materialmente de aquellos que se expresan a manera de estimaciones futuras. Las estimaciones futuras se limitan a la fecha en las que se pronuncian. No asumimos obligación alguna de actualizar estimaciones futuras para reflejar resultados reales, acontecimientos o circunstancias subsecuentes u otros cambios que afecten la información expresada en estimaciones futuras.

Algunos de los factores que pudieran originar resultados diferentes a los esperados incluyen: (i) que ocurra cualquier evento, cambio o circunstancia que pudiera atrasar la combinación inicial de negocios; (ii) el resultado de cualquier procedimiento legal que pudiera iniciarse en contra de Vista una vez anunciada la combinación inicial de negocios y las transacciones conexas; (iii) la incapacidad de completar la combinación inicial de negocios como resultado de la negativa de aprobación por parte de los accionistas de Vista; (iv) el riesgo de que la combinación inicial de negocios altere los planes presentes de Vista como resultado de la consumación de la operación aquí descrita; (v) la habilidad de Vista para reconocer los beneficios de la combinación inicial de negocios de forma anticipada, mismos que pueden ser afectados, entre otros, por la competencia y la habilidad de Vista para manejar el incremento de ingresos posteriores a la combinación inicial de negocios; (vi) costos relacionados con la combinación inicial de negocios; (vii) cambios en las leyes y regulaciones aplicables; (viii) la posibilidad de que Vista se vea afectada de forma adversa por factores económicos, comerciales y/o en materia de competencia; y (ix) otros riesgos e incertidumbres adicionales, incluyendo los factores de riesgo que hemos hecho públicos a través de la Comisión Nacional Bancaria y de Valores y la Bolsa Mexicana de Valores, S.A.B. de C.V. Le instamos a que lea dichas publicaciones.

Nada contenido en esta presentación, y en particular, ninguna proyección u otra declaración a futuro debe interpretarse como una garantía de resultados futuros, ni como una predicción de resultados reales. Los resultados reales pueden diferir sustancialmente de las predicciones u otras declaraciones a futuro contenidas en esta prestación. Debido a su naturaleza intrínsecamente incierta, se le advierte no descansar en ninguna de dichas proyecciones o declaraciones a futuro. Nosotros, nuestras filiales y nuestros asesores, agentes y otros representantes, no tenemos ni tendremos ninguna responsabilidad para con usted en conexión con cualquier en decisión que se base en la información contenida en esta presentación y, en particular, con respecto a cualquier proyección u otra declaración a futuro.

Descripción del proceso

Vista en camino a de-SPAC

1 Agosto de 2017

Riverstone y el Equipo de Administración formaron Vista Oil & Gas, un SPAC enfocado en el sector de energía, con el que recaudaron USD 700 millones⁽¹⁾

- Primer SPAC listado en Latinoamérica y primera empresa de exploración y producción (E&P) listada en la bolsa de México, que ha atraído a inversionistas de alto calibre mediante su oferta pública inicial
- Establecida para aprovechar una ventana de oportunidad para adquirir y desarrollar activos en el sector latinoamericano de petróleo y gas, y para convertirse en la principal empresa petrolera independiente de E&P en la región

2 Enero de 2018

Vista acordó adquirir un portafolio de activos de Pampa y Pluspetrol en la cuenca de hidrocarburos más prolífica de Argentina

- Plataforma inicial óptima con un valor de compañía de entrada de ~USD 860 millones
- Atractiva valoración inicial de USD 10.00/acción con un valor intrínseco estimado de USD 16.37/acción⁽²⁾
- Los activos adquiridos proporcionan a Vista una base sólida de reservas y producción, con un fuerte potencial de generación de flujo de caja y acres *core* en la formación no convencional de Vaca Muerta, listos para su desarrollo a gran escala

3 Febrero de 2018

Antes de su anuncio público, Vista celebró compromisos por USD 400 millones para completar las adquisiciones y financiar la etapa inicial de desarrollo de Vaca Muerta

- Compromiso de capital adicional de USD 100 millones antes del anuncio público, estimando el cierre de las adquisiciones en abril de 2018
- Asimismo, Vista obtuvo un compromiso de una línea de crédito contingente de hasta USD 300 millones, para cubrir cualquier faltante de capital para cerrar la Transacción, y así incrementar la certeza de cierre

(1) USD 650 millones a través de su Oferta Global (USD 325 millones mediante una oferta pública inicial en el mercado de valores mexicano y USD 325 millones mediante una oferta internacional concurrente), y USD 50 millones a través del Contrato de Suscripción Futura de Valores (*Forward Purchase Agreement*) con un vehículo gestionado por Riverstone.

(2) Basado en un PV-10 por acción, consistente con un proforma por las adquisiciones y diluido por la conversión de las acciones Serie B y el ejercicio de los títulos opcionales. Esto asume un precio Brent en función de la curva *strip* para 2018 y 2019 al 22/1/18 y USD 60/bbl constante (en términos reales a 2018) a partir de 2020, como así también un precio de realización del gas de USD 4.6/mmbtu constante en términos reales.

Nota importante: las proyecciones, las estimaciones, los objetivos y las metas son declaraciones a futuro y no constituyen garantías de resultados futuros. Ver "Aviso importante con respecto a las proyecciones y otras declaraciones a futuro".

Descripción General de la Transacción

Base de activos considerable y operada por Vista

Dos adquisiciones resultando en un portafolio de activos con sinergias operativas

Pampaenergía



pluspetrol

- Adquisición de PELSA y APCO O&G Int'l⁽¹⁾, ambas con alrededor de 50 años de historial operativo en el sector de petróleo y gas
- Activos convencionales con una base sólida de producción, infraestructura existente con capacidad ociosa y *acreage* altamente prospectivo en Vaca Muerta, listo para su desarrollo a gran escala
- Plataforma operativa con 168 empleados (la mayoría técnicos), y contratos operacionales existentes (~1,500 empleados tercerizados)⁽²⁾

Valor de la firma proforma de USD 863 millones⁽³⁾

Métricas proforma

Métricas de adquisiciones

EUR (recuperada total estimada) *riskeada*⁽⁴⁾

395 MMboe

USD 2.2/boe

Activos convencionales

EBITDA 2017E⁽⁵⁾

USD 182 mill.

3.0x

Producción 2017E⁽⁵⁾

27.5 Kboe/d

USD19,582/boed

Reservas 1P⁽⁶⁾

55.7 MMBoe

USD 9.7/boe

Activos no convencionales

Acreage core de shale oil

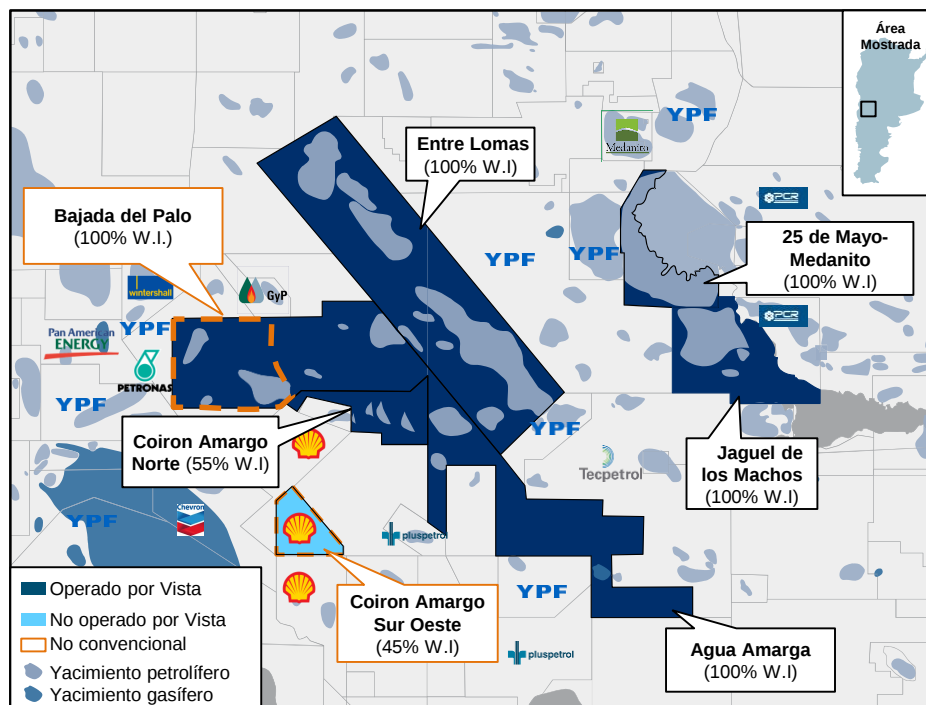
~54,000 acres

USD 6,000/acre

Concentrada en la principal cuenca de Argentina

- Seis bloques operados y uno no operado en la cuenca Neuquina, incluyendo dos con acres *core* en la ventana de petróleo de Vaca Muerta
- Dos bloques no operados en las cuencas del Noroeste y del Golfo San Jorge

Bloques de la cuenca Neuquina⁽⁷⁾



(1) Adquisición del 99.68% de la participación accionaria en PELSA y 100% de la participación accionaria en APCO O&G.
 (2) Proforma al 30 de septiembre de 2017.
 (3) Basado en una valoración de precio accionario de USD 10/acción, 96.3 millones en acciones en circulación y una posición de caja neta de USD 100 millones.
 (4) Basado en el plan de desarrollo de la Compañía.

(5) Basado en información de la Compañía y estimaciones basadas en resultados de los primeros nueve meses de 2017.
 (6) Reservas al 31 de diciembre de 2016, basado en el Ministerio de Energía y Minería (Presidencia de la Nación).
 (7) Proforma al cierre de las Adquisiciones, basada en información de la Compañía.

Nota importante: las proyecciones, las estimaciones, los objetivos y las metas son declaraciones a futuro y no constituyen garantías de resultados futuros. Ver "Aviso importante con respecto a las proyecciones y otras declaraciones a futuro".

Plataforma lista para crecer

Activos de primera línea con alto *fit* con el Equipo de Administración de Vista

Activos de primera línea en la cuenca Neuquina

- **Reservas probadas convencionales de alta calidad y bajo costo** – 55 MMboe de reservas 1P (64% petróleo) con un precio de equilibrio de USD 30 por barril⁽¹⁾
- **Base de producción convencional con alto margen** – 27.5 Kboed (60% petróleo) con un margen de EBITDA de 41%⁽²⁾
- **Acres core de shale oil en Vaca Muerta** – aproximadamente 54,000 acres netos altamente prospectivos, contiguos a bloques que ya están en etapa de desarrollo o que cuentan con proyectos pilotos terminados⁽³⁾
- **Cluster operativo** – la proximidad entre los bloques y la superposición del desarrollo futuro de Vaca Muerta con las operaciones convencionales actuales, son claves para aumentar la eficiencia y facilitar un desarrollo acelerado

Posición financiera sólida

- **Activos convencionales podrían generar un flujo de caja significativo y de bajo riesgo** – EBITDA estimado de 2018 de aproximadamente USD 190 millones⁽⁴⁾
- **Balance sólido** – sin apalancamiento a la fecha de cierre de la operación⁽⁵⁾

Plan de crecimiento accionable y rentable

- **Plataforma operativa completamente funcional** – 168 empleados y un sólido *track record* en términos de métricas de HSE⁽⁶⁾
- **Planes con cronograma de desarrollo discrecional y flexible** – activos operados, la mayoría 100% propiedad de Vista, con compromisos mínimos de capital
- **Infraestructura operada existente** – fase de desarrollo inicial cubierta con la capacidad ociosa existente en infraestructura de tratamiento y transporte
- **Inventario extenso y altamente rentable de locaciones de perforación en Vaca Muerta** – incluye 413 locaciones en el plan base, con un potencial de más de 1,100 locaciones⁽⁷⁾

Plataforma óptima para la expansión regional

- **Credenciales y organización apalancables para expansión regional** – ya sea mediante adquisiciones, asociaciones o futuras licitaciones de bloques
- **Acceso a flujo de oportunidades accionables que podrían generar retornos ajustados por riesgo atractivos** – enfoque inmediato en desarrollar una plataforma inicial en México y transacciones complementarias en Argentina



VISTA OIL & GAS

Objetivo a 5 años

- **Producción:** +65 Kboe/d
~30% CAGR⁽⁸⁾
- **EBITDA:** +USD 900 millones
~50% CAGR⁽⁸⁾
- **Margen de EBITDA:** +60%
>20 p.p.⁽⁸⁾

Plan de desarrollo de gran crecimiento, basado en esta base de activos premium

(1) Basado en una valoración PV-10 a nivel de proyecto de flujo de caja descontado suponiendo USD 30/bbl constante en términos reales y un precio de realización del gas de USD 4.6/mmmbtu constante en términos reales.

(2) Cifras de 2017E basadas en estimaciones de la Compañía, incluyendo nueve meses de cifras reales.

(3) Operadores vecinos en la zona inmediata, incluyendo YPF en asociación con Chevron y Petronas, Shell y Wintershall.

(4) A un precio de realización del crudo de USD 63.8/bbl.

(5) Asumiendo que para completar la Transacción no sea necesario hacer desembolsos bajo la línea de crédito contingente.

(6) Incluyendo certificaciones ISO 14001 y OSHAS 18001.

(7) Resultado de horizontes de navegación adicionales.

(8) Comparado con cifras de 2018E.

Prioridades inmediatas

Plan inmediato de creación de valor

Prioridades

1

Integrar y optimizar las entidades y activos adquiridos

2

Lanzar el desarrollo de la producción no convencional en Vaca Muerta

3

Reducir el declino de la producción convencional

4

Enfocarse en la eficiencia de las operaciones convencionales

5

Implementar nuestro plan de expansión regional

Plan de acción clave

- Tomar control de las operaciones, asegurar la continuidad del negocio, e integrar los equipos operativos
- Implementar una estructura operativa eficiente y mejores sistemas de reporte y de administración de información, además de mejores estándares operativos
- Completar un equipo de trabajo de primera clase y con experiencia en el desarrollo de Vaca Muerta, contratando especialistas en la cuenca Neuquina
- Arrancar la perforación con un equipo *fit-for-purpose* y completar cuatro pozos horizontales durante el segundo semestre de 2018
- Poner en producción los primeros pozos no convencionales a principios de 2019
- Perforar y completar al menos diez pozos en 2018
- Revisar modelos de subsuelo existentes y redefinir el portafolio de proyectos de exploración y producción
- Fusionar contratos de entidades adquiridas e introducir nuevo modelo de contratación con remuneración en función de desempeño
- Colaborar con las partes interesadas claves para mejorar la eficiencia y productividad laboral
- Continuar negociaciones estratégicas para lograr establecer una plataforma operativa en México
- Evaluar oportunidades de inversión para consolidar la operación en Argentina y para entrar en Colombia y Brasil

Nota importante: las proyecciones, las estimaciones, los objetivos y las metas son declaraciones a futuro y no constituyen garantías de resultados futuros. Ver "Aviso importante con respecto a las proyecciones y otras declaraciones a futuro".

Descripción de los activos convencionales

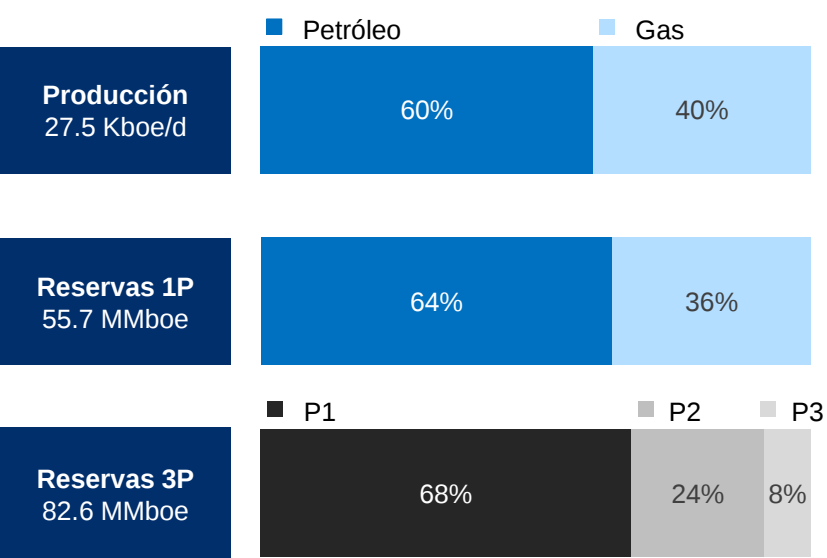
Producción de petróleo de alta calidad

Descripción de activos⁽¹⁾

- Cluster en la cuenca Neuquina que cubre ~538k acres en las provincias de Neuquén y Río Negro
- Mayoría de producción de petróleo y gas a través de recuperación primaria y secundaria en reservorios bien conocidos; ~680 pozos productivos activos y más de 190 pozos inyectores
- Múltiples proyectos identificados para la optimización de inyección de agua, y la perforación selectiva de pozos *infill*; el factor de recuperación actual es menor a 15% (vs. 30% en operaciones similares)
- Producción de crudo liviano (Medanito tipo API >31°); vendido localmente a alrededor de un 2% de descuento al Brent
- Producción de gas vendida a clientes industriales (80%), generadoras (15%) y clientes residenciales (5%) a un precio promedio de mercado de aproximadamente USD 4.6/Mmbtu
- Infraestructura existente de tratamiento y transporte con capacidad ociosa
- Potencial de exploración en yacimientos de *tight gas* en las formaciones Cuyo, Lotena y Los Molles

Indicadores métricos netos	Entre Lomas	Agua Amarga	Jagüel	Medanito	CAN	Bajada del Palo	CASO	Total
Participación (%) ⁽¹⁾	100%	100%	100%	100%	55%	100%	45%	-
Reservas 1P ⁽¹⁾ (MMBoe)	20.5	2.5	6.9	10.1	1.0	13.5	0.0	55.7 ⁽⁴⁾
Acres ⁽¹⁾	183,472	92,415	47,937	31,135	54,797	120,832	7,398	537,986
Producción 2017E ⁽¹⁾ (kboe/d)	10.1	1.4	4.0	5.0	0.3	6.3	0.0	27.5 ⁽⁴⁾
Fin de concesión ⁽¹⁾⁽²⁾	2026	2034 / 2040	2025	2026	2038	2026 ⁽³⁾	2018 ⁽³⁾	-

Perfil de activos⁽⁴⁾



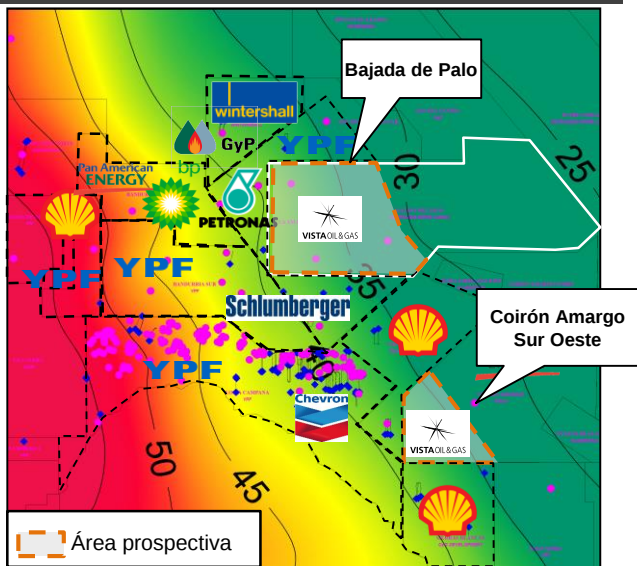
(1) Basado en información de la Compañía y en el *Ministerio de Energía y Minería (Presidencia de la Nación)*.
 (2) Prórroga de 10 años de concesiones convencionales disponibles bajo la Ley Federal de Hidrocarburos (con regalías incrementando del 15% al 18%).
 (3) Nueva concesión no convencional de 35 años disponible bajo la Ley Federal de Hidrocarburos (con regalías del 12% constantes).
 (4) Incluye reservas y producción de Acambuco.
Nota importante: las proyecciones, las estimaciones, los objetivos y las metas son declaraciones a futuro y no constituyen garantías de resultados futuros. Ver "Aviso importante con respecto a las proyecciones y otras declaraciones a futuro".

Oportunidad de *shale oil* en Vaca Muerta (1/2)

Combinación favorable de factores generadores de valor

54,000 acres netos altamente prospectivos

Ubicación core en la ventana de *shale oil*



Características únicas de recursos potenciales⁽¹⁾

	Bajada del Palo Core	Permian (Wolfcamp)	Eagle Ford
TOC (%)	4.2	5.5	4.5
Espesor (m)	250	172	41
Presión (psi/pie)	0.90	0.48	0.80

Listo para el desarrollo a gran escala

- Tanto los proyectos pilotos terminados, como los actuales desarrollos en bloques adyacentes mitigan significativamente el riesgo
- El rendimiento de la producción en bloques vecinos convalida el pozo tipo de Vista⁽²⁾
- Infraestructura operada existente con capacidad ociosa para la fase de desarrollo inicial
- Total discreción y flexibilidad en cuanto al cronograma de desarrollo de Bajada del Palo (90% del acreage neto)
- Socio operador de primer nivel en Coirón Amargo Sur Oeste (Shell), con extensa experiencia en Vaca Muerta (10% del acreage neto)

Con el equipo más experimentado en el desarrollo de Vaca Muerta

- ✓ Perforaron 500 pozos en la formación (~70% de la actividad en Vaca Muerta hasta la fecha)⁽¹⁾
- ✓ Redujeron el costo de los pozos horizontales en 47%
- ✓ Alcanzaron 50,000 boe/d, partiendo de cero⁽¹⁾
- ✓ Alto conocimiento técnico

Y acceso a la experiencia de Riverstone en no convencional en Norteamérica

- ✓ Presencia activa en todas las principales cuencas no convencionales
- ✓ ~3.1 millones de acres y ~300,000 boe/d⁽³⁾
- ✓ Principales directores generales de la industria de E&P incluyendo a Mark Papa y Jim Hackett

TIR por pozo de > 75%⁽⁴⁾ y precio de equilibrio ⁽⁵⁾ de USD 35/bbl

(1) Basado en estimaciones de la Compañía y en el Ministerio de Energía y Minería (Presidencia de la Nación) y el EIA

(2) Basado en el análisis externo independiente, realizado por WDVG - Petroleum Engineering Laboratories.

(3) Posición total, incluidas las inversiones actuales y pasadas.

(4) Precio del Brent asumiendo una curva *strip* para 2018 y 2019 al 22/1/18 y USD 60/bbl constante (en términos reales a 2018) a partir de 2020; un precio de realización del gas de USD 4.6/mmbtu constante en términos reales.

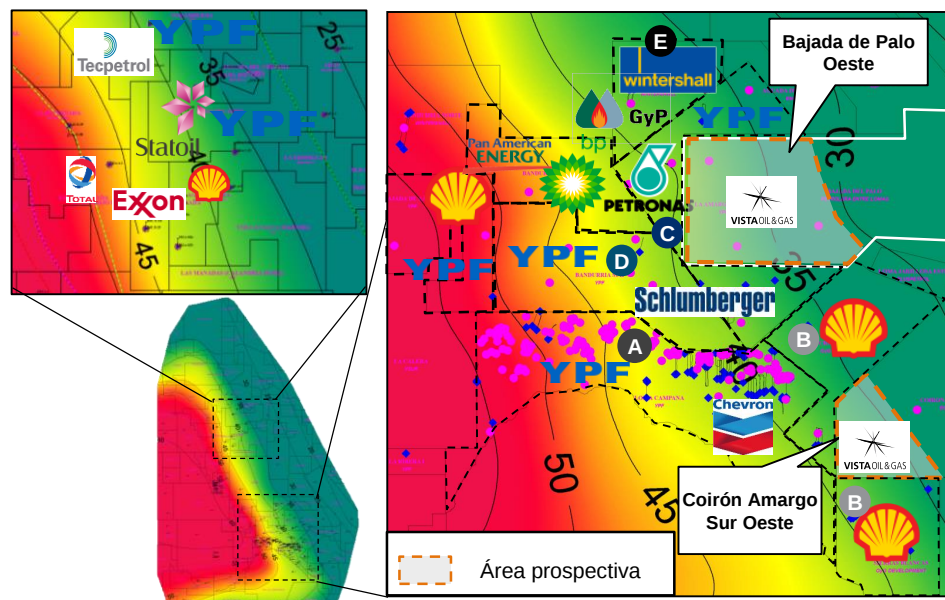
(5) Basado en una valuación de flujos de caja descontados asumiendo USD 35/bbl constante en términos reales y un precio de realización del gas de USD 4.6/mmbtu constante en términos reales y una tasa de descuento del 10%.

Nota importante: las proyecciones, las estimaciones, los objetivos y las metas son declaraciones a futuro y no constituyen garantías de resultados futuros. Ver "Aviso importante con respecto a las proyecciones y otras declaraciones a futuro".

Oportunidad de *shale oil* en Vaca Muerta (2/2)

La actividad adyacente mitiga significativamente el riesgo de Bajada del Palo Oeste

Mapa de operaciones no convencionales en la ventana de petróleo



A Loma Campana



YPF

- Primer proyecto piloto de petróleo no convencional en Argentina
- En fase de desarrollo
- ~400 pozos perforados, de los cuales ~240 fueron horizontales con una longitud lateral de hasta 7,380 pies (2,250 m)⁽¹⁾
- Producción actual: 45kboe/d⁽²⁾

B Sierras Blancas / Cruz de Lorena



- 18 pozos perforados ⁽²⁾
- SB-1005 es uno de los pozos más productivos de la cuenca, con producción inicial de 1kbb/d + 600 Mmscd⁽²⁾
- Producción actual: 5kboe/d⁽²⁾

C La Amarga Chica



YPF

- Segundo proyecto piloto de petróleo no convencional en Argentina
- Empezando tercera fase piloto en 2018⁽²⁾
- Producción actual: 5kboe/d⁽²⁾

D Bandurria Sur

Schlumberger

YPF

- JV reciente creado en 2017 con un compromiso de ~USD 390 millones⁽³⁾
- Fase piloto: dos etapas⁽⁴⁾
- Cinco pozos perforados (tres horizontales)⁽²⁾

E Aguada Federal



- 2 pozos verticales exploratorios
- Algunos pozos horizontales perforados⁽²⁾

(1) Basado en la información de Loma Campana, tomado de la presentación para inversionistas del 3T17 de YPF.

(2) Basado en el Ministerio de Energía y Minería (Presidencia de la Nación).

(3) Basado en el hecho relevante de YPF publicado el 1 de febrero de 2018 en la CNV.

(4) Basado en el hecho relevante de YPF publicado el 11 de octubre de 2017 en la CNV.

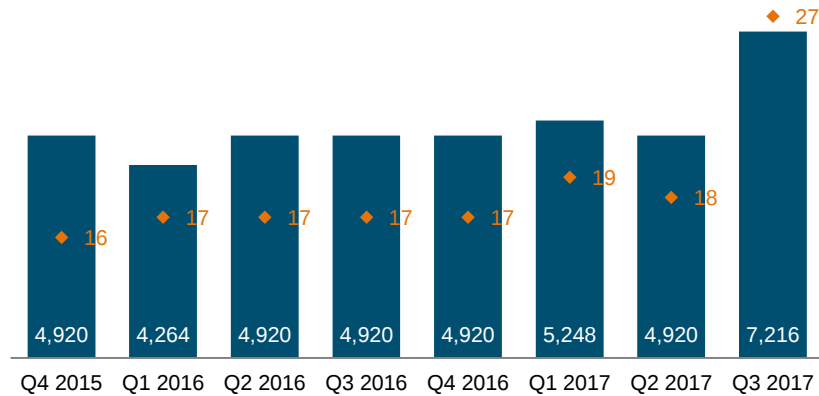
Progreso de Vaca Muerta hasta la fecha

El riesgo de la formación se ha mitigado sustancialmente durante los últimos cinco años

Aumento en la longitud lateral de los pozos horizontales⁽¹⁾

(Longitud lateral - pies)

◆ (Etapas de fracturamiento promedio - N.º)



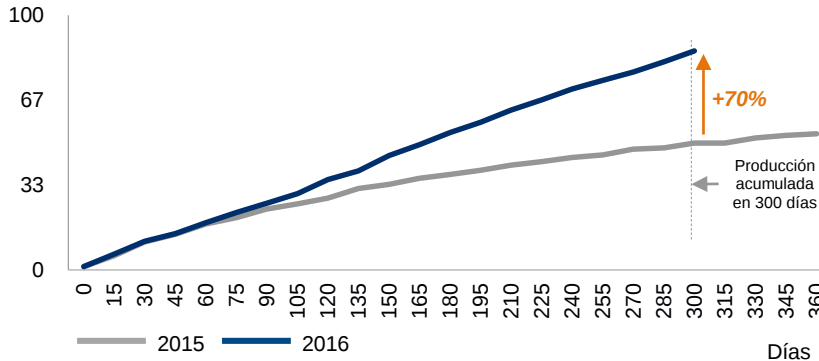
El CAPEX por pozo ha disminuido⁽¹⁾

(miles de USD / pie lateral)



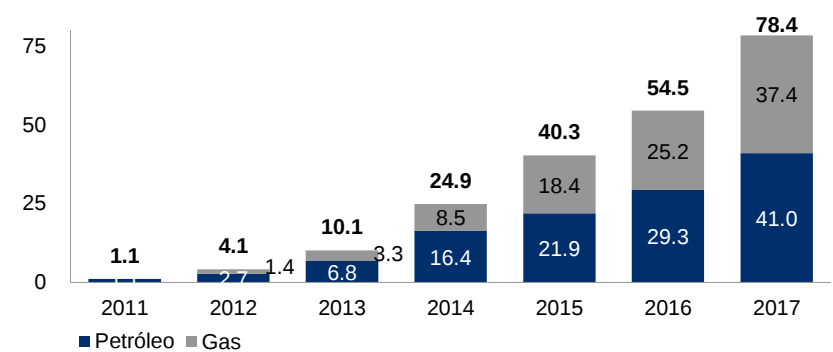
Mejoras en la productividad de pozos horizontales⁽²⁾

Producción acumulada (kbbbl)



Aumento en la producción⁽³⁾

(kboe/d)



(1) Basado en la información de Loma Campana, tomada de la presentación para inversionistas del 3T17 de YPF.

(2) Basado en la información de la presentación de Field Trip de Vaca Muerta de YPF correspondiente a diciembre de 2016.

(3) Basado en estimaciones de la Compañía y en el Ministerio de Energía y Minería (Presidencia de la Nación).

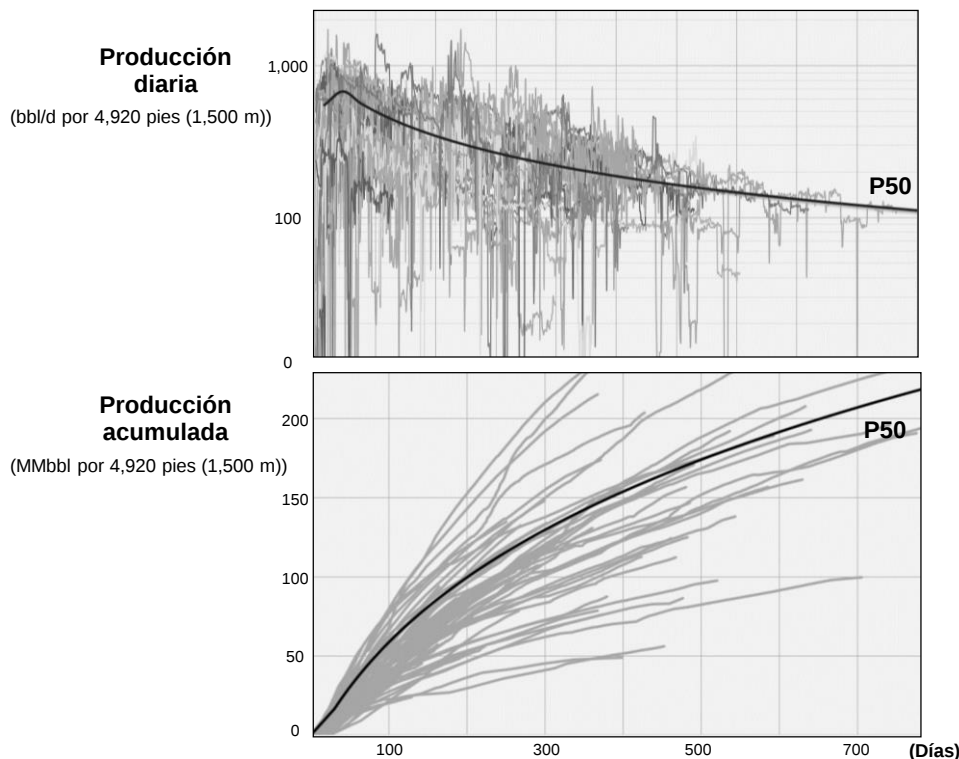
Potencial para retornos superiores

Impulsado por la productividad de los pozos y la reducción en sus costos

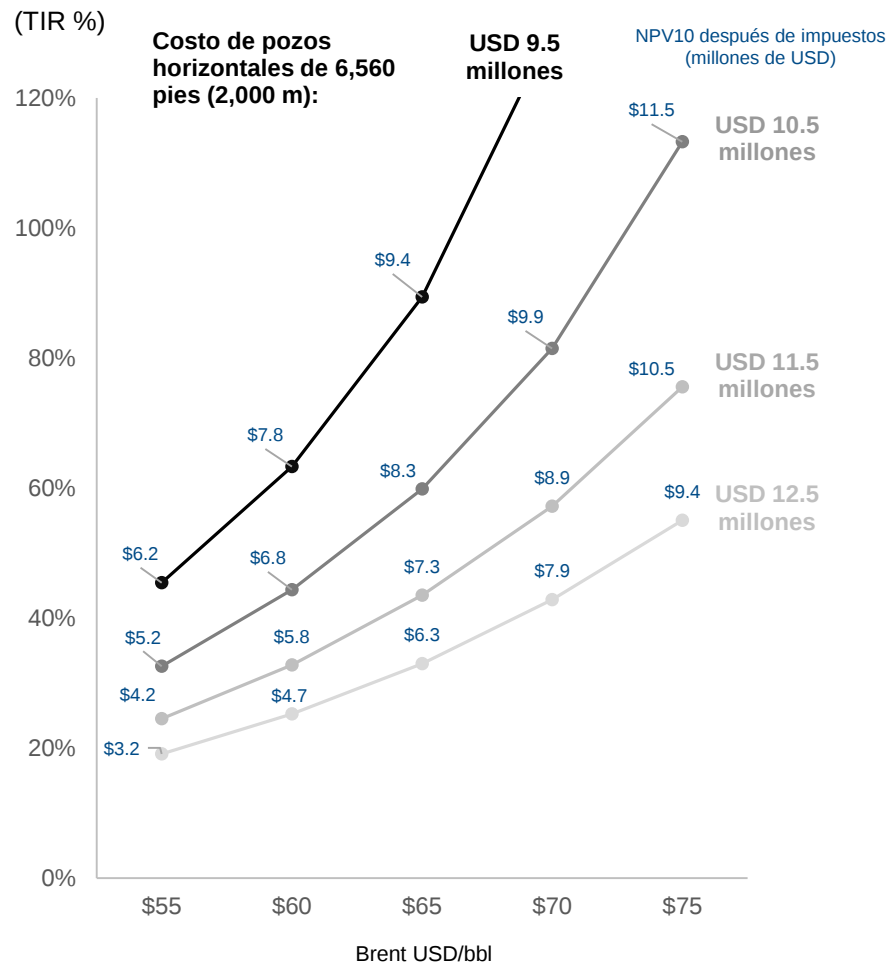
Curva tipo de Vista en Vaca Muerta⁽¹⁾

EUR de petróleo (kbbbl)	873	EUR de gas (Bcf)	0.6	EUR Total (kboe)	983
PI 30 (bbl/d)	734	PI de gas seco 30 (MMcf/d)	0.5	PI 30 (bbl/d)	826
acum. 180 días (kbbbl)	125	acum. de 180 días (Bcf)	0.1	acum. 180 días (kbbbl)	141

- Curva tipo creada en base al modelo de simulación de Bajada del Palo y la producción histórica que tienen como objetivo los intervalos Orgánico y La Cocina, y longitudes laterales horizontales de > 3,280 pies (1,000 m)



Reducción del costo pozo impulsa las TIR's⁽²⁾



(1) Basado en el análisis externo de asesor independiente, realizado por WDVG - Petroleum Engineering Laboratories.

(2) No incluye los gastos de capital de las estimaciones.

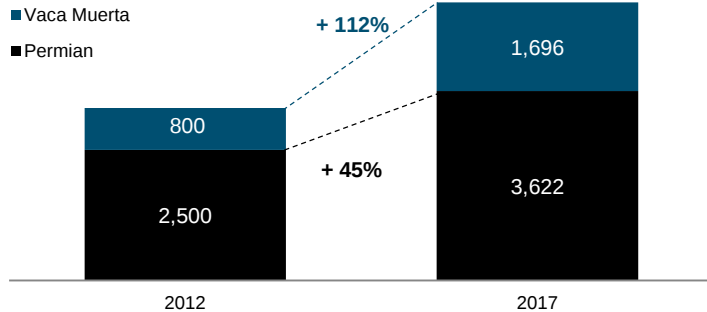
Nota importante: las proyecciones, las estimaciones, los objetivos y las metas son declaraciones a futuro y no constituyen garantías de resultados futuros. Ver "Aviso importante con respecto a las proyecciones y otras declaraciones a futuro".

Momentum en Vaca Muerta

Momento favorable para entrar en el play

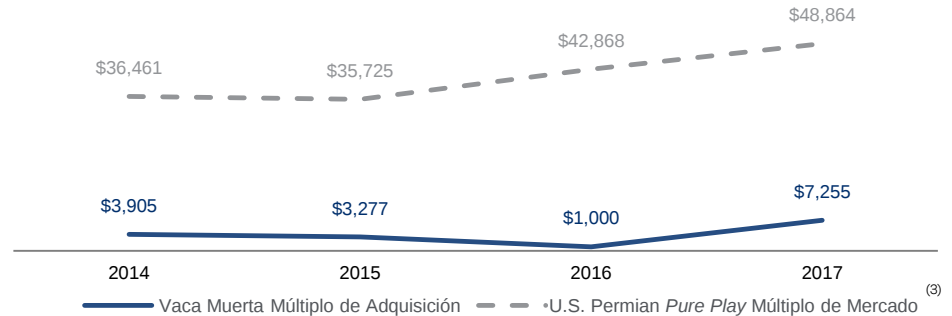
"Super Majors"⁽¹⁾ con foco en el Permian y Vaca Muerta

(*000's acres netos)



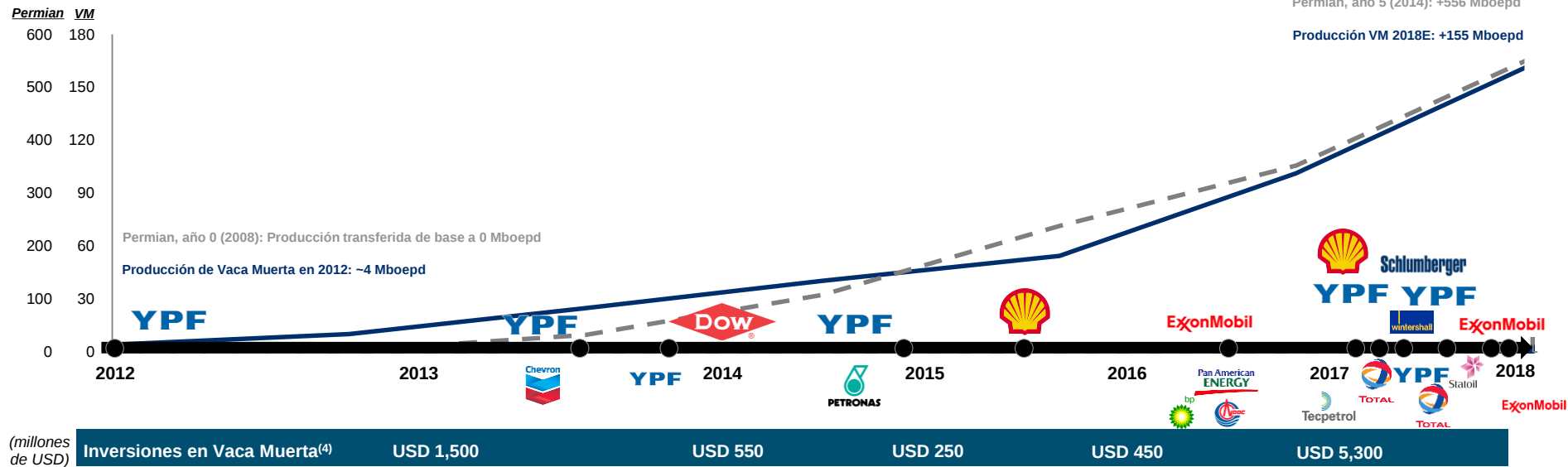
El descuento de múltiplos de valoración frente a empresas publicas con operaciones en Permian⁽²⁾ está disminuyendo

(Adquisiciones precedentes en Vaca Muerta y comparables en Permian de empresas cotizadas a un valor promedio ajustado en USD/acres netos)



Vaca Muerta en posición para seguir la trayectoria de crecimiento del Permian

(Mboepd)



(millones de USD)

Inversiones en Vaca Muerta ⁽⁴⁾	USD 1,500	USD 550	USD 250	USD 450	USD 5,300
---	-----------	---------	---------	---------	-----------

Fuente: Wall Street Research, presentaciones de compañías, artículos de prensa, Texas Railroad Commission y el Ministerio de Energía y Minería (Presidencia de la Nación).

(1) Las "Super Majors" incluyen Exxon (y su subsidiaria XTO), Shell, BP (a través de su subsidiaria en Argentina, Pan American Energy) y Chevron.

(2) Presentaciones públicas y comunicados de prensa. Permian se adaptó al valor de producción de USD 35,000 / boe/d.

(3) Las compañías Permian Pure Play incluyen Concho, Diamondback, Parsley Energy y RSP Permian; el múltiplo de mercado representa el Valor de la compañía anual promedio dividido por los acres netos anuales de Permian.

(4) Inversiones anunciadas en los medios de comunicación.

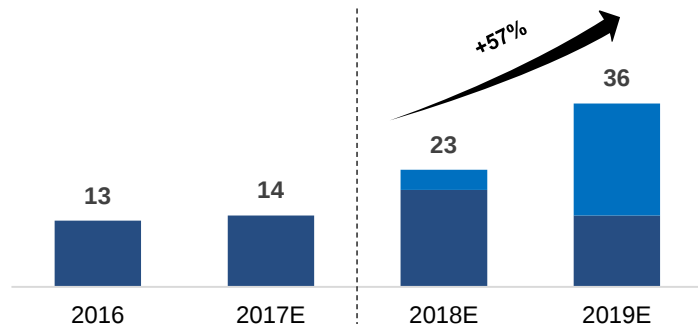
Nota importante: las proyecciones, las estimaciones, los objetivos y las metas son declaraciones a futuro y no constituyen garantías de resultados futuros. Ver "Aviso importante con respecto a las proyecciones y otras declaraciones a futuro".

Perspectiva a dos años (1/2)

La meta es ofrecer resultados superiores basado en la estrategia de crecimiento

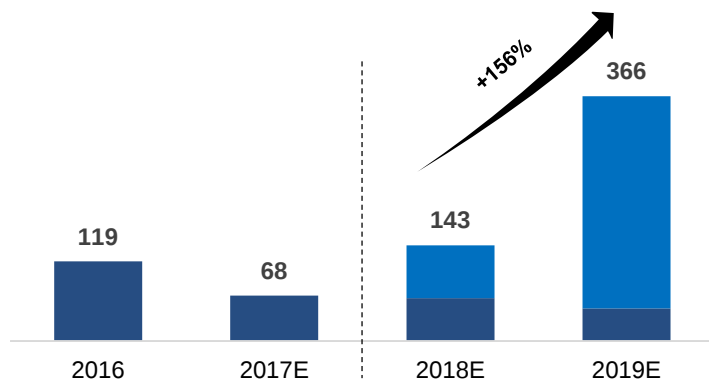
Perforación de pozos históricos y objetivo⁽¹⁾

(Cant.)



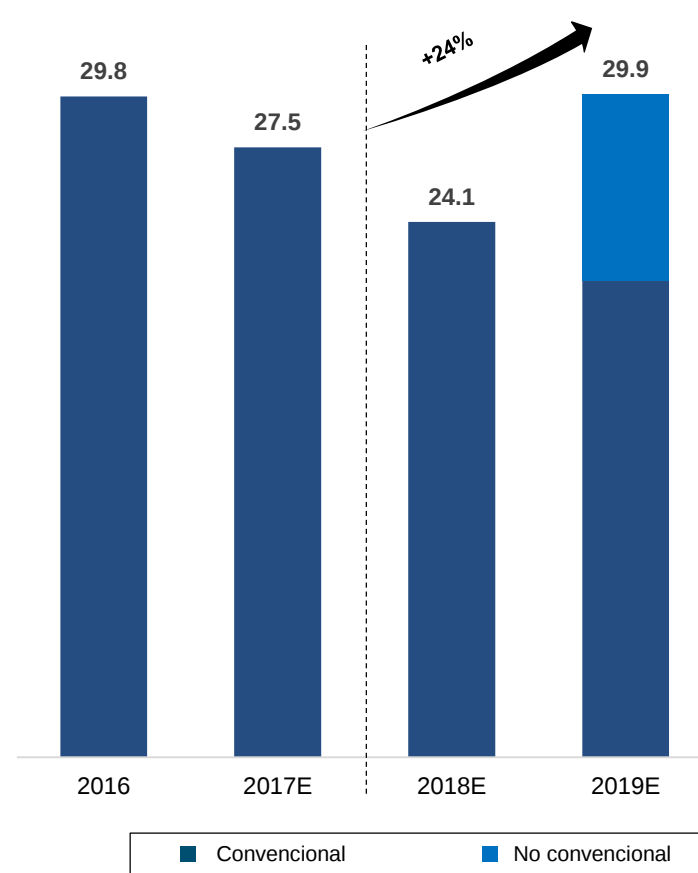
CAPEX histórico y objetivo⁽¹⁾

(millones de USD)



Producción histórica y objetivo⁽¹⁾

(kboe/d)



(1) Basado en información y estimaciones de la Compañía.

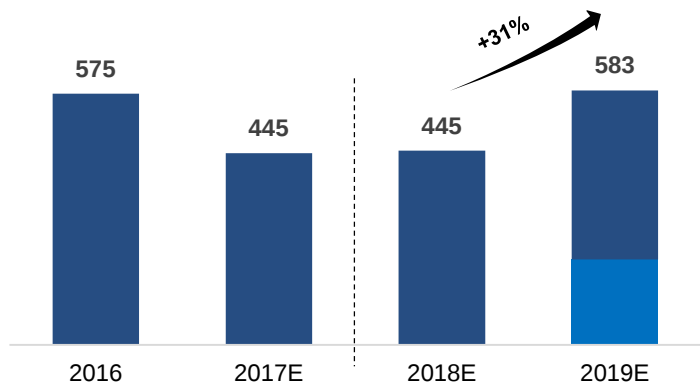
Nota importante: las proyecciones, las estimaciones, los objetivos y las metas son declaraciones a futuro y no constituyen garantías de resultados futuros. Ver "Aviso importante con respecto a las proyecciones y otras declaraciones a futuro".

Perspectiva a dos años (2/2)

La meta es ofrecer resultados superiores basado en la estrategia de crecimiento

Ingresos históricos y objetivo⁽¹⁾

(millones de USD)

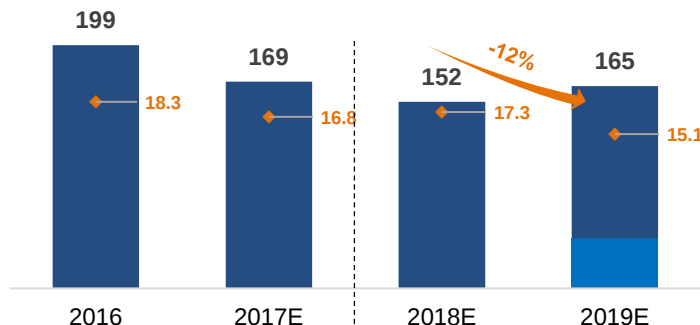


OPEX histórico y objetivo⁽¹⁾

(millones de USD)

Costos de extracción

◆ (USD/bbl)

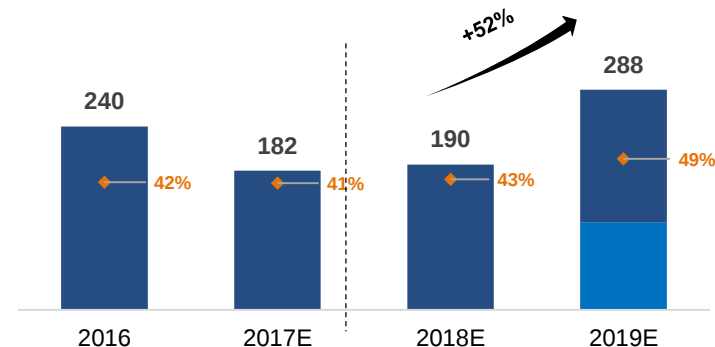


EBITDA histórico y objetivo⁽¹⁾

(millones de USD)

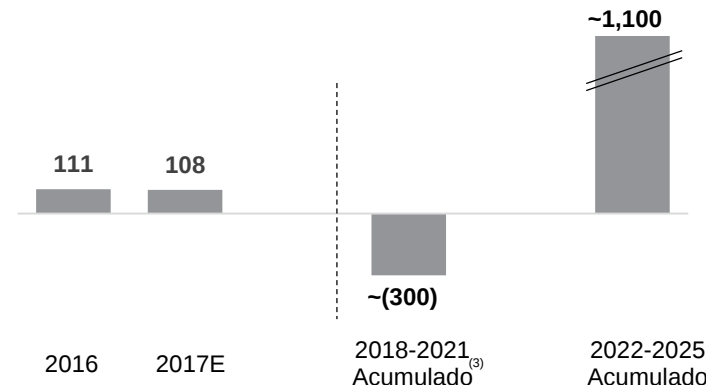
Margen de EBITDA

◆ (%)



Flujo de caja libre histórico y objetivo⁽¹⁾⁽²⁾

(millones de USD)



■ Convencional

■ No convencional

■ Consolidado

(1) Basado en información y estimaciones de la Compañía esto asume un precio Brent en función del *strip* para 2018 y 2019 al 22/1/18 y USD 60/bbl constante (en términos reales a 2018) a partir de 2020, como así también un precio de realización del gas de USD 4.6/mmbtu constante en términos reales.

(2) No incluye el flujo de caja de las actividades de financiación.

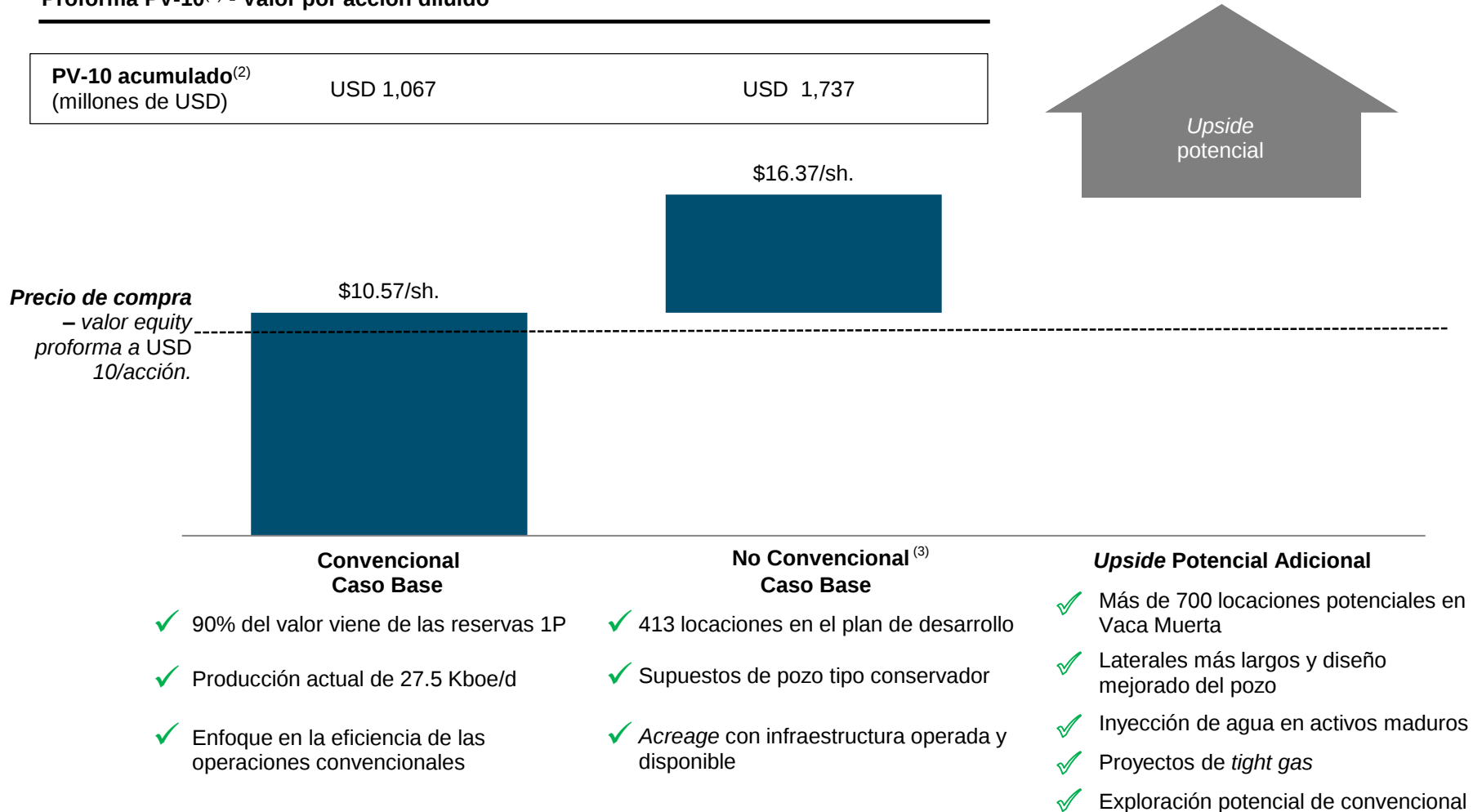
(3) No incluye el saldo de efectivo en PELSA y APCO O&G Int'l.

Nota importante: las proyecciones, las estimaciones, los objetivos y las metas son declaraciones a futuro y no constituyen garantías de resultados futuros. Ver "Aviso importante con respecto a las proyecciones y otras declaraciones a futuro".

Análisis de valor intrínseco

Potencial *upside*

Proforma PV-10⁽¹⁾ - Valor por acción diluido



(1) Brent a precio *strip* para 2018 y 2019 al 22/1/18 y USD 60/bbl constante en 2018 en términos reales a 2018 a partir de 2020; como así también un precio de realización del gas de USD 4.6/mmbtu constante en términos reales. Incluye USD 100 millones en efectivo; asume \$6.3 millones de Acciones Serie A (incluyendo la conversión de las Acciones Series B del Equipo de Administración y de Riverstone), en adición a las 10 millones de acciones adicionales representativas de los USD 100 millones de capital adicional comprometido.

(2) PV-10 después de impuestos basado en el plan de desarrollo de la Compañía; basado en información financiera no auditada.

(3) El valor por acción totalmente diluido supone que se ejecuten títulos opcionales (*warrants*) pendientes lo cual da como resultado acciones totales plenamente diluidas en circulación de 110.8 millones.

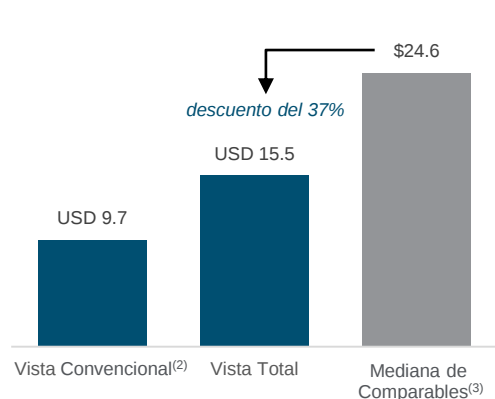
Nota importante: las proyecciones, las estimaciones, los objetivos y las metas son declaraciones a futuro y no constituyen garantías de resultados futuros. Ver "Aviso importante con respecto a las proyecciones y otras declaraciones a futuro".

Resumen de valuación relativa (1/2)

Valuación de entrada atractiva...

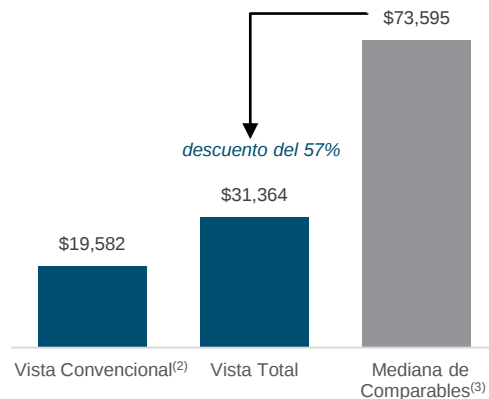
Valor de la Firma / Reservas 1P ⁽¹⁾

(USD /boe)



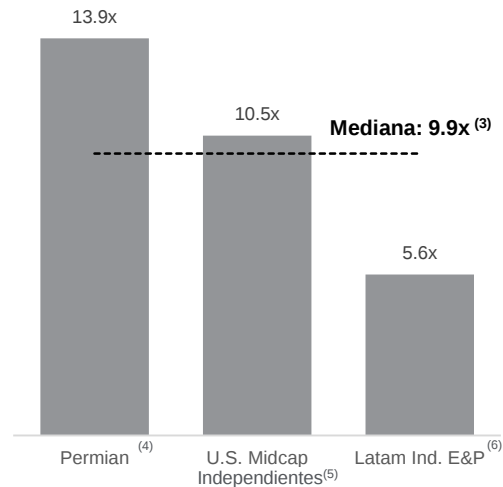
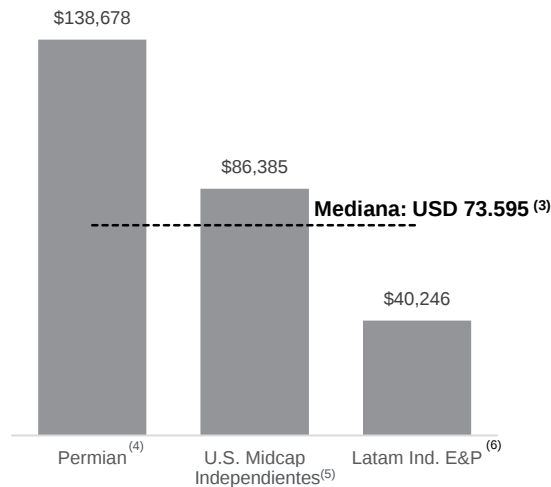
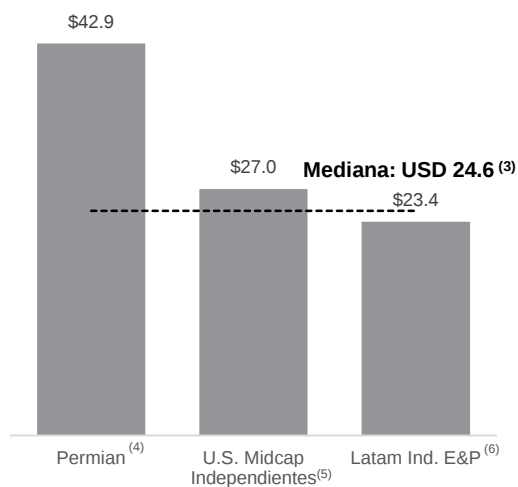
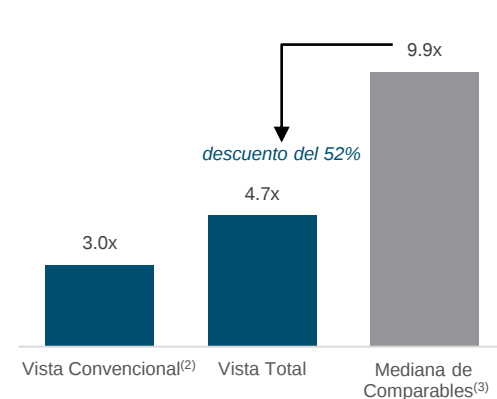
Valor de la Firma / Producción 2017E ⁽¹⁾

(USD/boe/d)



Valor de la Firma / EBITDA⁽¹⁾ 2017E

(x)



(1) Basado en Capital IQ, datos de mercado al 25/01/2018 y estimaciones de la Compañía.

(2) Valor de la compañía total proforma de Vista a USD 10/acción ajustado por el valor de los acres de Vaca Muerta a USD 6,000/acre.

(3) Mediana de todas las valoraciones comparables en el conjunto de comparables.

(4) Promedio aritmético de: Centennial, Callon, Concho, Energen, Diamondback, Jagged Peak, Laredo, Parsley, RSP Permian.

(5) Promedio aritmético de: Centennial, Callon, Carrizo, Energen, Jagged Peak, Laredo, Matador, Oasis, QEP, SRC, WPX, Extraction.

(6) Promedio aritmético de: Gran Tierra, Parex, GeoPark, Frontera.

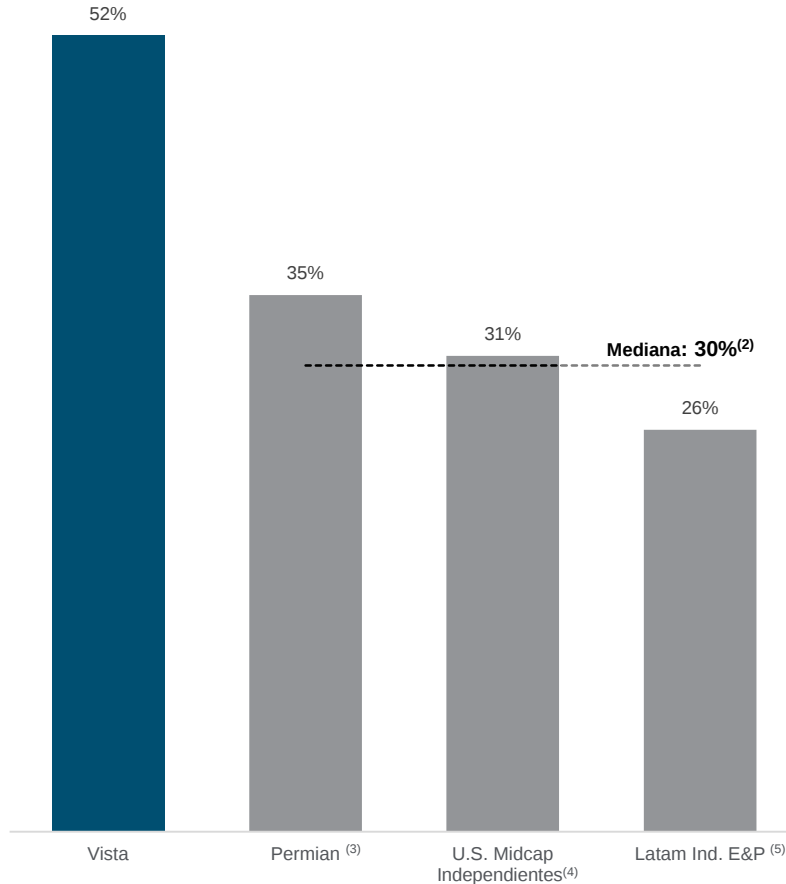
Nota importante: las proyecciones, las estimaciones, los objetivos y las metas son declaraciones a futuro y no constituyen garantías de resultados futuros. Ver "Aviso importante con respecto a las proyecciones y otras declaraciones a futuro".

Resumen de valuación relativa (2/2)

... con potencial *upside* vía un plan de crecimiento altamente rentable

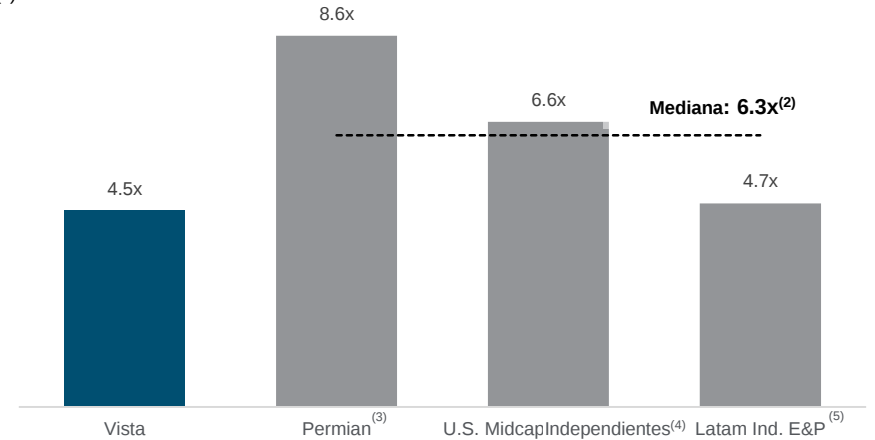
Crecimiento de EBITDA ⁽¹⁾ 2018E – 2019E

(%)



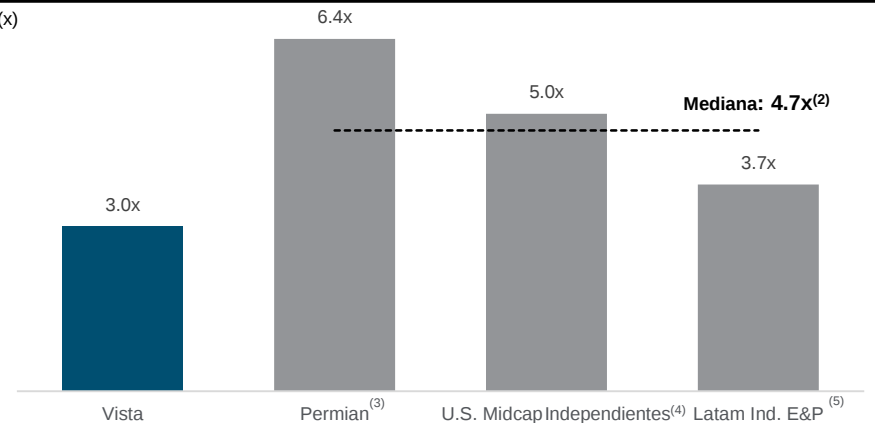
Valor de la Firma / EBITDA ⁽¹⁾ 2018E

(x)



Valor de la Firma / EBITDA ⁽¹⁾ 2019E

(x)



(1) Basado en Capital IQ, datos de mercado al 25/01/2018 y estimaciones de la Compañía.

(2) Mediana de todas las valoraciones comparables en el conjunto.

(3) Promedio aritmético de: Centennial, Callon, Concho, Energen, Diamondback, Jagged Peak, Laredo, Parsley, RSP Permian.

(4) Promedio aritmético de: Centennial, Callon, Carrizo, Energen, Jagged Peak, Laredo, Matador, Oasis, QEP, SRC, WPX, Extraction.

(5) Promedio aritmético de: Gran Tierra, Parex, GeoPark, Frontera.

Nota importante: las proyecciones, las estimaciones, los objetivos y las metas son declaraciones a futuro y no constituyen garantías de resultados futuros. Ver "Aviso importante con respecto a las proyecciones y otras declaraciones a futuro".

Aspectos destacados de la inversión

Factores clave de diferenciación

1

Equipo de Administración de clase mundial

2

Posición *core* en Vaca Muerta lista para desarrollo inmediato

3

Plan de desarrollo con alto potencial de crecimiento y rentabilidad

4

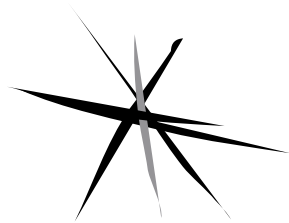
Base de activos con generación de flujo de caja

5

Precio de adquisición atractivo

6

Plataforma lista para la futura expansión regional



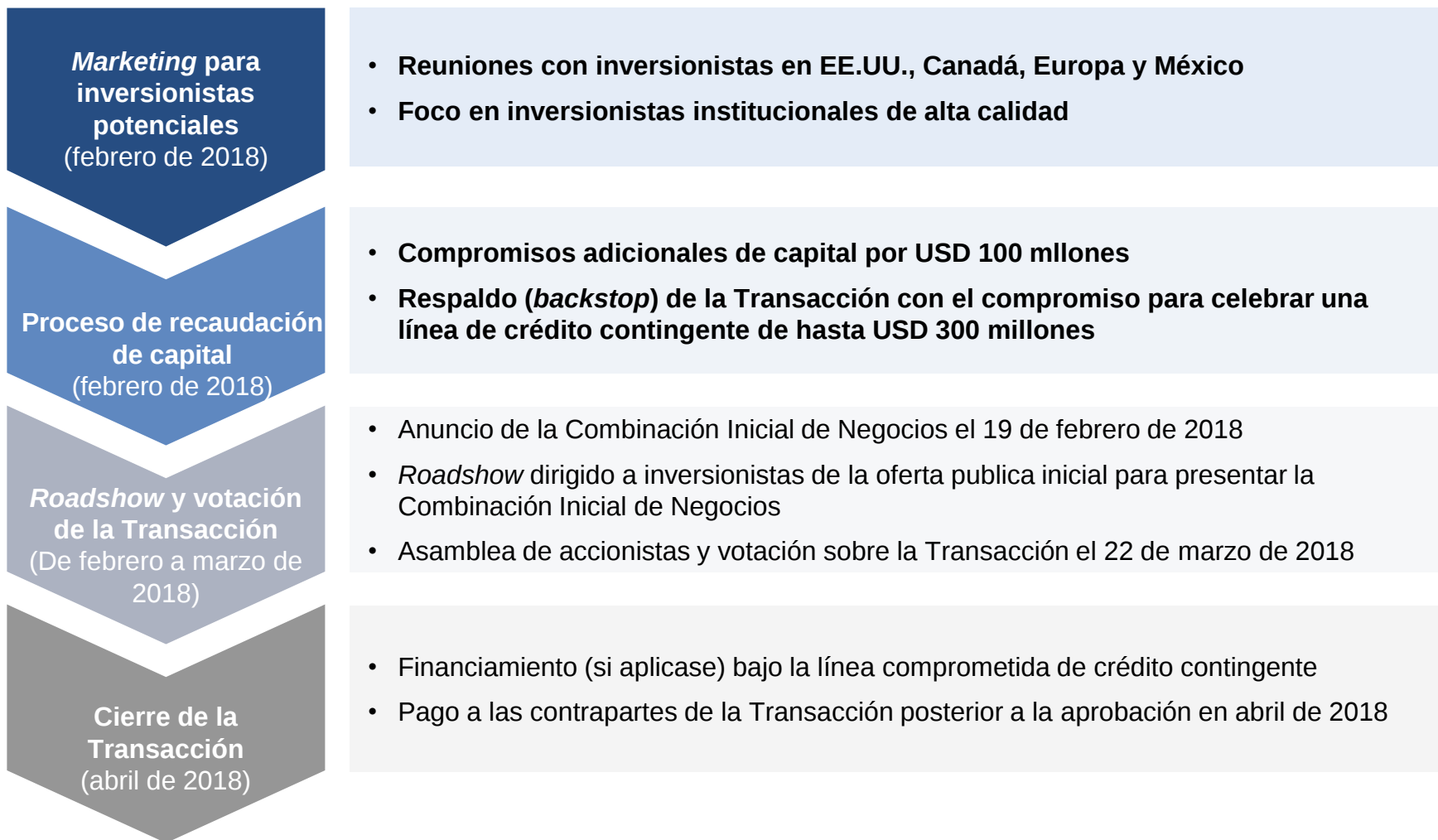
VISTAOIL&GAS

Consistencia con los criterios y estrategia de inversión

Intención de cumplir con las promesas de la oferta publica inicial

Criterios presentados durante la OPI		Criterios de la Transacción propuesta
Visión		✓ Plataforma inicial con considerables reservas probadas y producción ✓ Ingreso al país con una plataforma con alta materialidad ✓ Plan de desarrollo con alto crecimiento y rentabilidad
Estrategia de adquisición		✓ Foco en activos que necesitan capital y experiencia operativa ✓ Encaja bien con el Equipo de Administración y la experiencia en no convencional de Riverstone
Enfoque de crecimiento		✓ Posición core en la formación no convencional más importante a nivel mundial fuera de Norteamérica, con un inventario de locaciones extenso y rentable
Enfoque operativo		✓ Relaciones establecidas con las contrapartes más importantes ✓ Amplia experiencia técnica en las cuencas ✓ Acceso a los mejores especialistas en las cuencas ✓ Relación con los principales proveedores de tecnología

Cronograma de la Transacción



Agenda de apéndices

- 1 ▶ Descripción de los Activos**
- 2 ▶ Resumen de la Transacción
- 3 ▶ Financieros Proforma Históricos
- 4 ▶ Equipo de Administración
- 5 ▶ Contexto Macro de la Argentina

Iniciativas del plan empresarial

Impulsar la generación de flujo de caja y crecer rentablemente

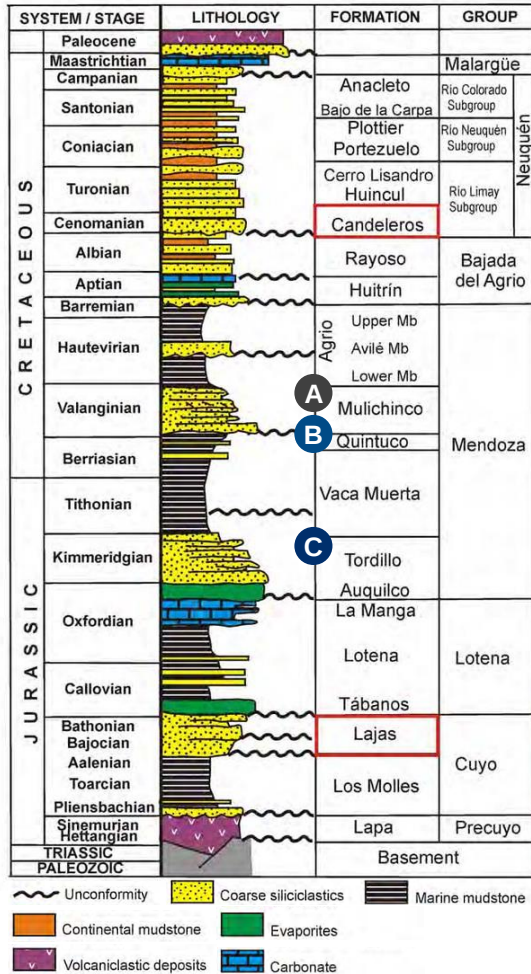
	Enfoque operativo personalizado	Iniciativas claves	Metas
Convencional	- Modelo operativo ágil - Rápida toma de decisiones, cerca del frente de trabajo - Mejoras continuas de costo y eficiencia operativa	- Desarrollo - perforación de infill y optimización de inyección de agua - Subsuelo – revisar modelos - Operaciones – revisar modelos de contratación - Pulling & Work Over – contrato consistente con la base de activos - Servicio de campo– eficiencias en mano de obra	✓ Reducir declino en en la producción convencional ✓ Optimización de la producción ✓ Encontrar y desarrollar nuevas estructuras ✓ Control de costos y reducción de opex (gastos operativos)
No convencional	- Obtener posiciones atractivas al inicio del ciclo de vida de la cuenca - Estrecha integración entre el subsuelo, facilidades, D&C⁽¹⁾ y la producción - Operación de D&C⁽¹⁾ con foco en la eficiencia a gran escala	- Unidad independiente no convencional de primera clase - Perforación por lotes - Pozos horizontales más largos - Diseños de fracturación customizados - Suministros clave de origen estratégico (arena de fracturación, agua y fluidos de perforación)	✓ Crecimiento rápido ✓ Curva de aprendizaje acelerada ✓ Desarrollo con TIR's elevadas ✓ Desarrollo eficiente en modo factoría ✓ Rendimiento optimizado de pozo
Corporativo	- Organización centrada en activos - Gestión cerca del frente de trabajo - Estándares y procedimientos operativos hechos a medida para mejorar el costo y la eficiencia - Estrecha colaboración con los proveedores de servicios - Contratar y capacitar a los mejores especialistas en cuencas locales	- Integrar y optimizar los activos y entidades adquiridas - Centrarse en la eficiencia y modernizar la cultura corporativa - Interacción proactiva con partes interesadas	✓ Sinergias en costos ✓ Responsabilidad de P&L ✓ Respaldo de las partes interesadas claves

(1) Perforación y completación.

Estratigrafía de la cuenca Neuquina

Las múltiples formaciones mejoran el potencial de crecimiento

Columna estratigráfica sintética



A

Formación Mulichinco/Lajas/Lotena

- Formaciones de *tight gas* con resultados sólidos en toda la cuenca
- Arenas y conglomerados con baja permeabilidad que requieren estimulación hidráulica para mejorar productividad
- La profundidad de productividad oscila entre 2,000 y 4,000 metros

B

Formación Quintuco/Vaca Muerta

- Formación no convencional de primera clase en producción desde 2010
- TOC oscila entre 2 y 10%
- Espesor de 25 a más de 500 metros
- Roca madre de la cuenca Neuquina

C

Formación Tordillo/Sierras Blancas/Punta Rosada

- Formaciones convencionales con más de 40 años de historia productiva
- Crudo liviano con API por encima de 32°
- La mayoría de estas formaciones se encuentra bajo recuperación secundaria

Cuenca Neuquina – convencional

Activos convencionales rentables con potencial de mayor crecimiento

Descripción de la base de activos

- 6 concesiones operadas y 1 no operada, con plazos de concesión hasta el 2025/2026/2040 (con prórrogas de 10 años disponibles bajo la Ley Federal de Hidrocarburos, y tras pago de un bono según una fórmula)
- Producción de petróleo y gas en reservorios bien conocidos con producción primaria y secundaria
- 3 concesiones contiguas en Río Negro y la provincia de Neuquén que abarcan ~398 mil acres en la cuenca Neuquina más otros ~140 mil acres cercanos (a menos de 50 km de distancia)
- Producción de petróleo de alta calidad con potencial crecimiento a través de pozos *infill* y la optimización de inyección de agua

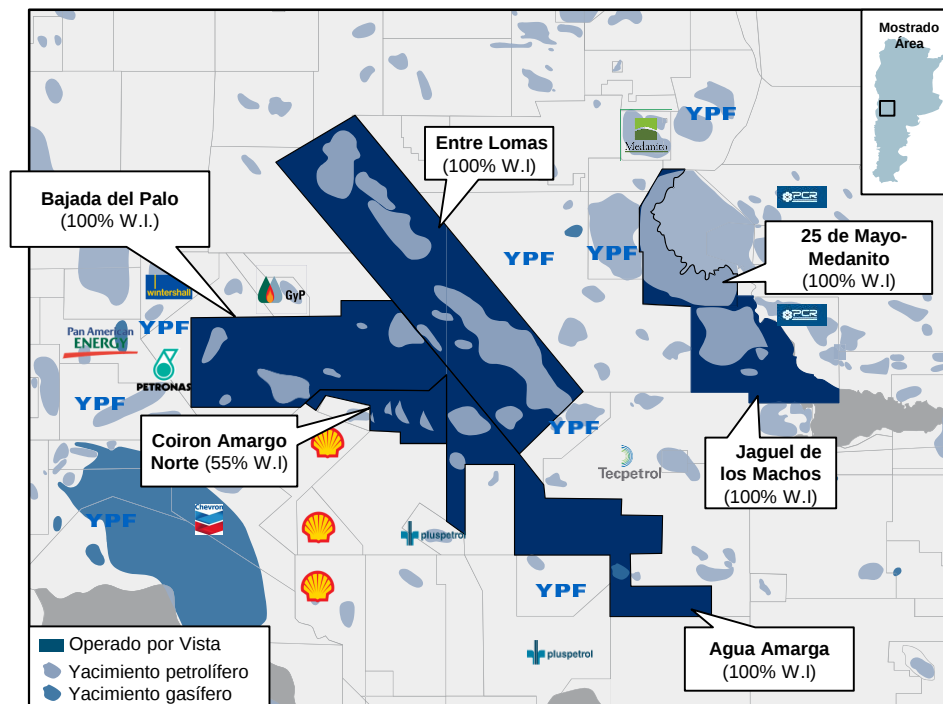
Datos clave⁽¹⁾

- Reservas 1P de 54.7 MMboe y reservas 2P de 74.7 MMboe⁽²⁾
- Producción 2017E de 27.3 kboe/d (61% petróleo)
- 7.5 años de vida de la reserva
- Aproximadamente 538 mil acres

Valor Agregado de Vista

- ✓ Amplia experiencia operativa en la cuenca
- ✓ Relaciones establecidas con las partes interesadas claves
- ✓ Posibilidad de aumentar la recuperación secundaria

Mapa de operaciones convencionales⁽¹⁾



(1) Basado en información de la Compañía y el Ministerio de Energía y Minería (Presidencia de la Nación).

(2) Reservas al 31 de diciembre de 2016.

Nota importante: las proyecciones, las estimaciones, los objetivos y las metas son declaraciones a futuro y no constituyen garantías de resultados futuros. Ver “Aviso importante con respecto a las proyecciones y otras declaraciones a futuro”.

Cuenca Neuquina – no convencional

Gran potencial en zona altamente prospectiva de Vaca Muerta

Descripción la base de activos⁽¹⁾

- 1 concesión operada de 48,000 acres netos y 1 concesión no operada de 6,000 acres netos en una zona altamente prospectiva en la ventana de petróleo de Vaca Muerta
- *Acreage core* listo para su desarrollo a escala
- Bajada del Palo y Coirón Amargo Sur Oeste están en la misma ventana prospectiva que La Amarga Chicha (YPF-Petronas), Loma Campana (YPF-Chevron), Sierras Blancas y Cruz de Lorena (Shell) y Aguada Federal (Wintershall), que tienen proyectos piloto terminados y/o ya están en fase de desarrollo
- Un avance considerable en la reducción de costos ha mejorado la economía del desarrollo en los últimos años

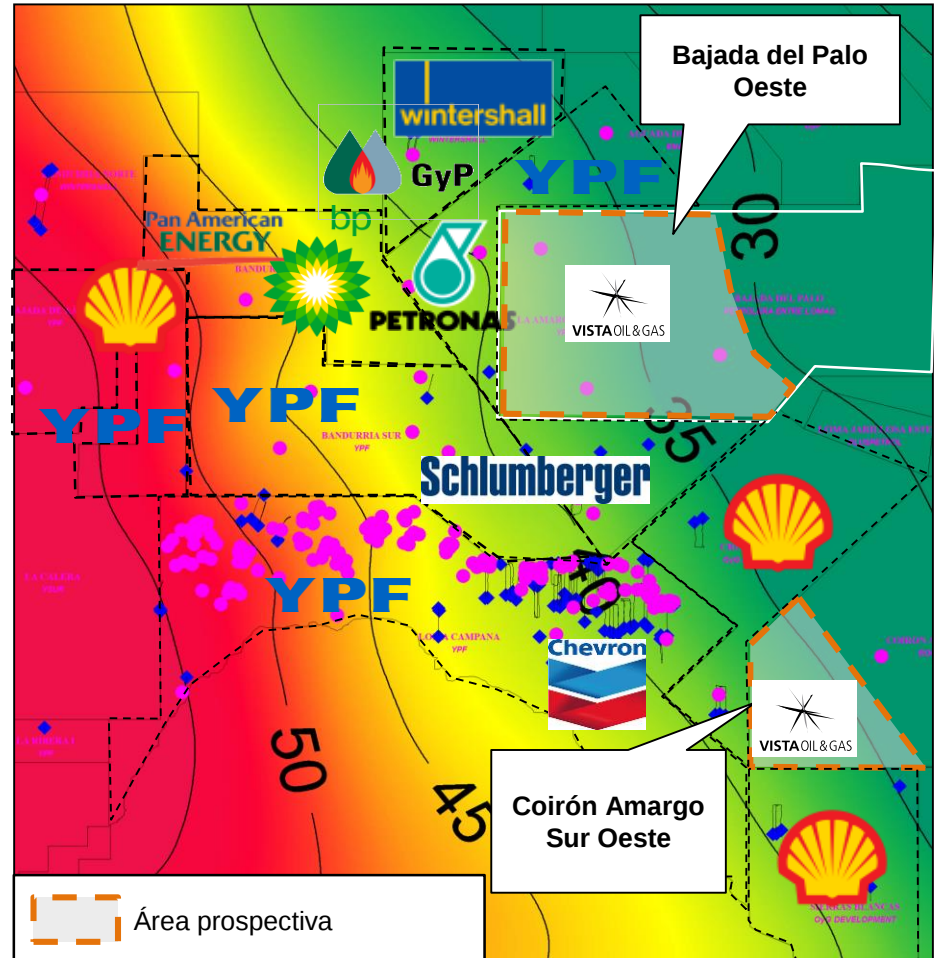
Estadísticas clave⁽¹⁾

- Aproximadamente 137,000 acres, con 54,000 acres en una zona altamente prospectiva de Vaca Muerta
- EUR (P50): 311 MMBoe
- Inventario de 413 locaciones de perforar en nuestro plan base, de un potencial de más de 1,100 locaciones posibles

Vista-Valor Agregado

- ✓ Equipo de administración con experiencia considerable en Vaca Muerta
- ✓ Respaldo de Riverstone, uno de los principales inversionistas de capital privado en no convencional en Norteamérica (tecnología, red, etc.)

Mapa de operaciones no convencionales⁽¹⁾



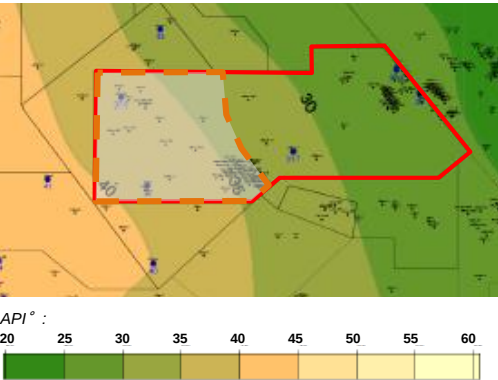
(1) Basado en información y estimaciones de la Compañía.

Nota importante: las proyecciones, las estimaciones, los objetivos y las metas son declaraciones a futuro y no constituyen garantías de resultados futuros. Ver "Aviso importante con respecto a las proyecciones y otras declaraciones a futuro".

Ubicación y posibles zonas de navegación en Bajada del Palo

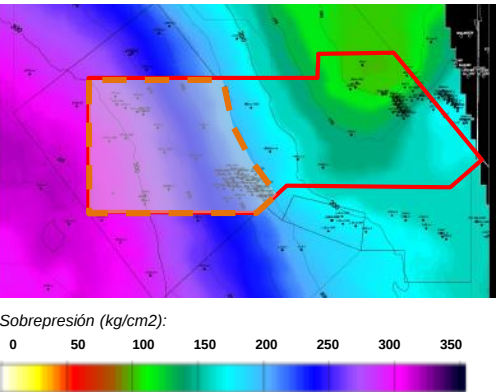
Múltiples zonas generan un extenso inventario de locaciones de perforaciones

Mapa de ubicación del core de Bajada del Palo



Lado oeste del bloque entre 40 y 32 API°

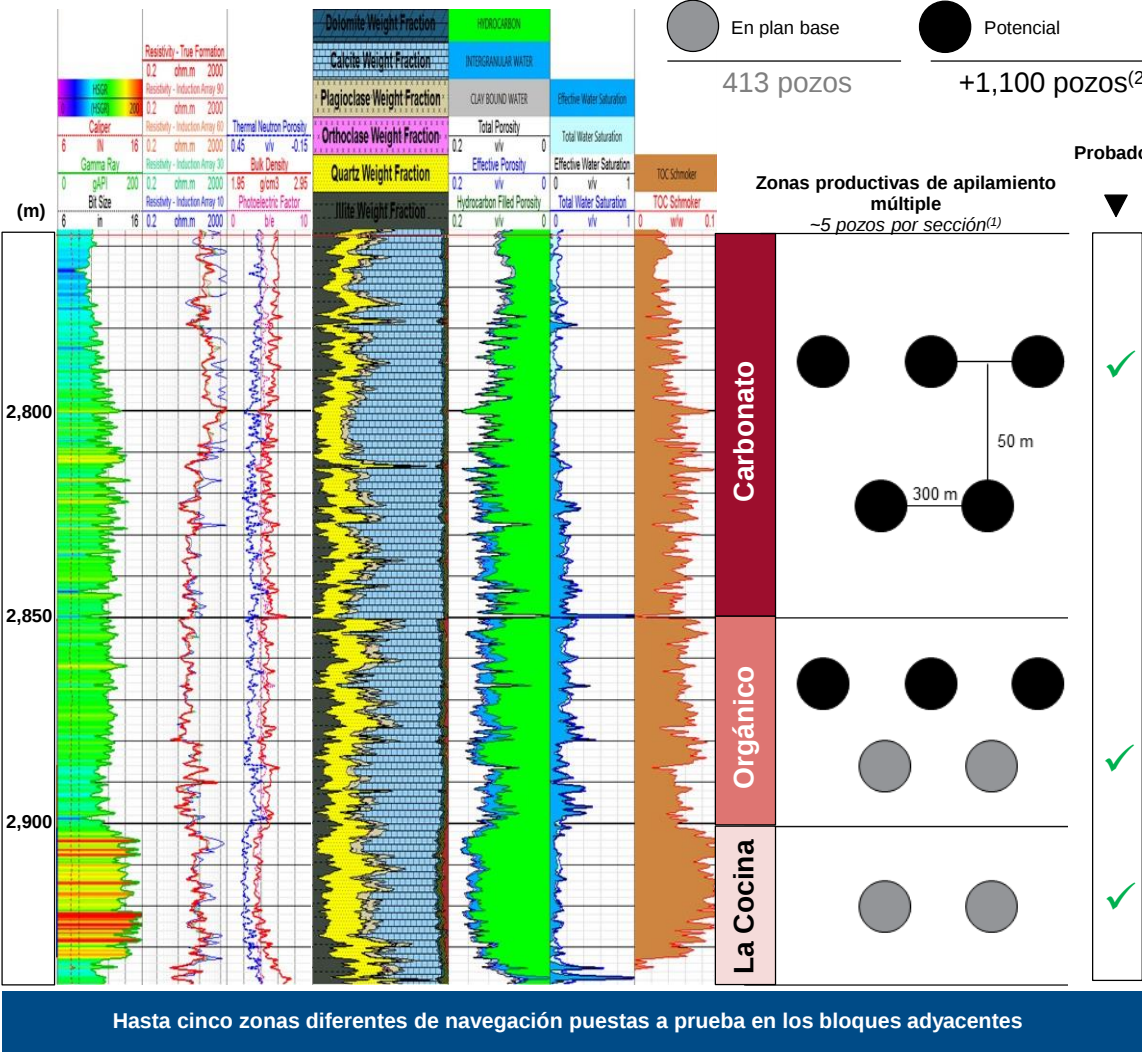
Mapa de sobrepresión en Bajada del Palo



Lado oeste del bloque de más de 250 kg/cm² (4,600 psi)

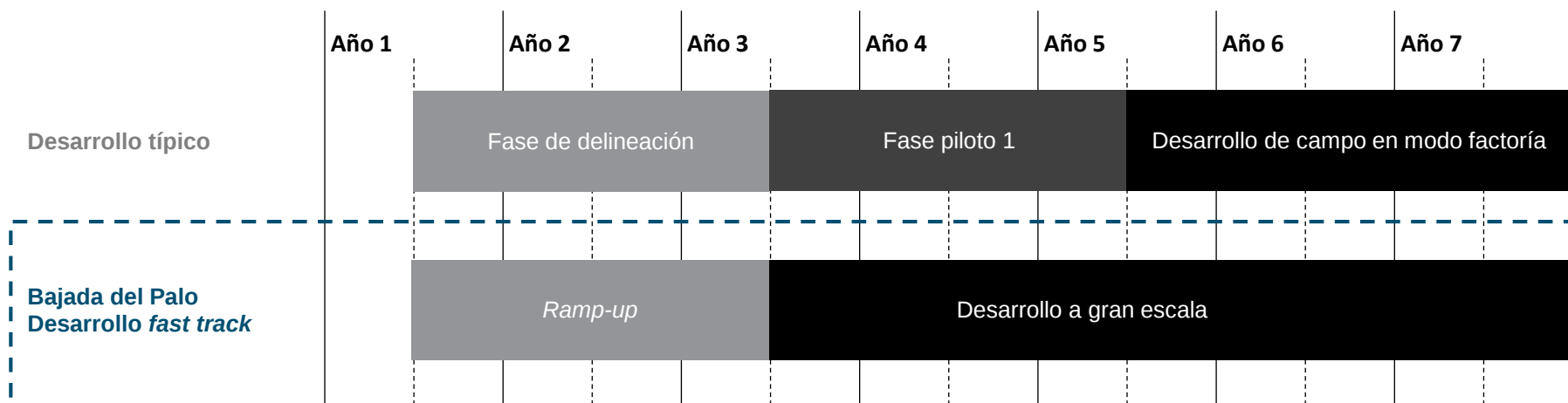
Área prospectiva

Fuente: WDVG – Petroleum Engineering Laboratories.
(1) Una sección equivale a 1.6 km (1.0 milla).
(2) Incluye 413 pozos en el plan base.



Desarrollo *fast track* a gran escala (1/2)

Desarrollo de Bajada del Palo versus un cronograma típico



Fase de delineación

- Adquisición e interpretación de sísmica 3D** ✓
 - Definición del área prospectiva perforable ✓
- Recopilación de datos en pozos verticales:** ✓
 - Adquisición de testigo corona para todo el intervalo de Vaca Muerta ✓
 - Conjunto completo de registros (sonido e imagen) ✓
 - Confirmación de madurez térmica ✓
- Análisis petrofísico para determinar las zonas de navegación** ✓
- Pozos horizontales para confirmar la productividad de la zona de navegación** ✓
 - Ya terminados para el bloque de Bajada del Palo ✓
 - Entendimiento avanzado para el bloque de Bajada del Palo ✓

Fase piloto 1

- Inputs para el plan de desarrollo**
 - Definición de configuración de *pad* ✓
 - Cantidad de pozos por *pad* ✓
 - Perforación y optimización por lotes ✓
 - Optimización de diseño de terminación ✓
- Elaboración del plan de desarrollo de campos** ✓
- Construcción de facilidades** ✓
- Optimización de logística relacionada con arenas y agua** ✓
- Negociación de contratos a escala** ✓

Desarrollo a gran escala

- Ramp-up en la actividad**
- Estandarización de las operaciones**
- Optimización de la producción**
 - Política de administración de válvulas de cierre
 - Optimización de extracción artificial
 - Aseguramiento de flujo
 - Telemetría y automatización (monitoreo remoto desde sala de control)
 - Política preventiva de disminución de orificio para evitar interferencias
- Mejoramiento continuo en la construcción de pozos**
 - Optimización en tiempo real (centro remoto de operaciones)
 - Procedimiento para el sometimiento a prueba de nuevas tecnologías

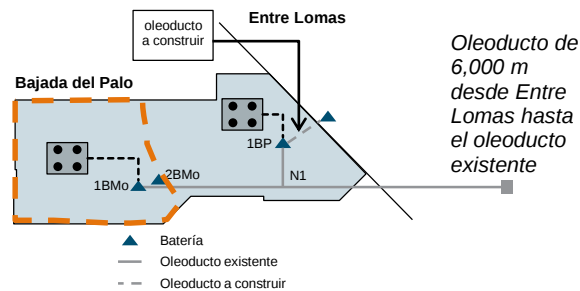
Nota importante: las proyecciones, las estimaciones, los objetivos y las metas son declaraciones a futuro y no constituyen garantías de resultados futuros. Ver "Aviso importante con respecto a las proyecciones y otras declaraciones a futuro".

Desarrollo *fast track* a gran escala (2/2)

La capacidad de las facilidades permiten el *startup* de la fase de desarrollo inicial

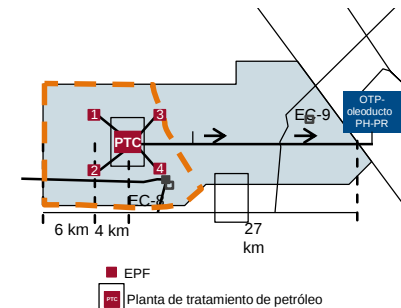
Facilidades para la fase de desarrollo inicial

Bajada del Palo
Tratamiento y transporte de petróleo

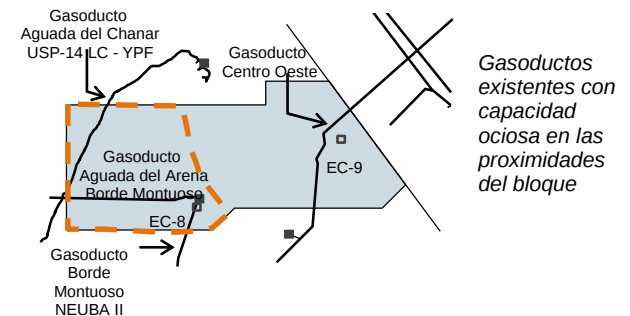
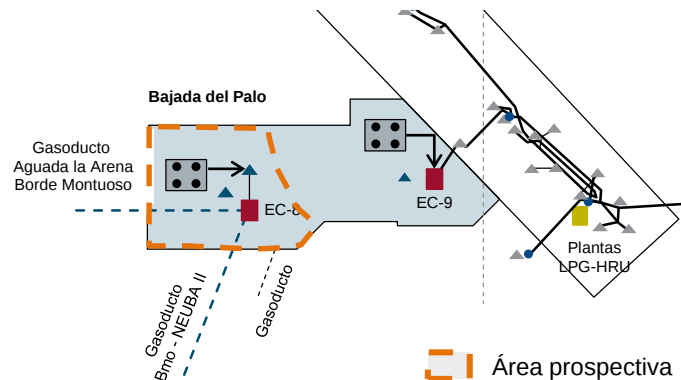


Facilidades para desarrollo a gran escala

4 instalaciones de producción temprana y nueva planta de tratamiento de petróleo crudo



Bajada del Palo
Tratamiento y transporte de gas



Nota importante: las proyecciones, las estimaciones, los objetivos y las metas son declaraciones a futuro y no constituyen garantías de resultados futuros. Ver "Aviso importante con respecto a las proyecciones y otras declaraciones a futuro".

Agenda de apéndices

1 ▶ Descripción de los Activos

2 ▶ Resumen de la Transacción

3 ▶ Financieros Proforma Históricos

4 ▶ Equipo de Administración

5 ▶ Contexto Macro de la Argentina

Resumen de la Transacción

Descripción General

- En enero de 2018, Vista acordó adquirir de dos vendedores un portafolio de activos en la cuenca de hidrocarburos más prolífica de Argentina
 - 99.68% del capital social en Petrolera Entre Lomas ("PELSA")
 - 100% del capital social en APCO O&G Int'l y APCO Argentina
 - 100% de las concesiones 25 de Mayo-Medanito y Jagüel de los Machos
 - 3.85% en los bloques Entre Lomas, Bajada del Palo y Agua Amarga
- En febrero de 2018, Vista obtuvo compromisos por USD 100 millones de capital adicional y cerró el compromiso de ciertos bancos de una línea de crédito contingente de hasta USD 300 millones para completar las adquisiciones

Valor total implícito de la compañía

Acciones en circulación (millones)	96.3
Precio por acción (USD/acción)	USD 10.00
Valor patrimonial (millones de USD)	963
(+) Caja neta	(100)
Valor de la compañía total (millones de USD)	863

Capitalización proforma

Capitalización proforma al cierre	A USD 10/acción		A USD 18/acción ⁽²⁾	
Accionistas públicos actuales	67.5%	65.0	67.3%	72.8
Accionistas públicos nuevos	10.4%	10.0	9.2%	10.0
Riverstone Vista Capital Partners (Contrato de Suscripción Futura)	5.2%	5.0	5.2%	5.6
Riverstone / Equipo de Administración ⁽¹⁾	16.9%	16.3	18.3%	19.8
Total de acciones en circulación (millones)	100%	96.3	100%	108.2

(1) Incluye acciones de consejeros independientes.

(2) Asume el ejercicio sin pago en efectivo de los títulos opcionales.

Fuentes y usos de la Transacción

Fuentes	Mill. de USD	%
Recursos de la OPI	650	81.3%
Riverstone Vista Capital Partners (Contrato de Suscripción Futura)	50	6.3%
Recaudación de capital adicional	100	12.5%
Total	800	100.0%

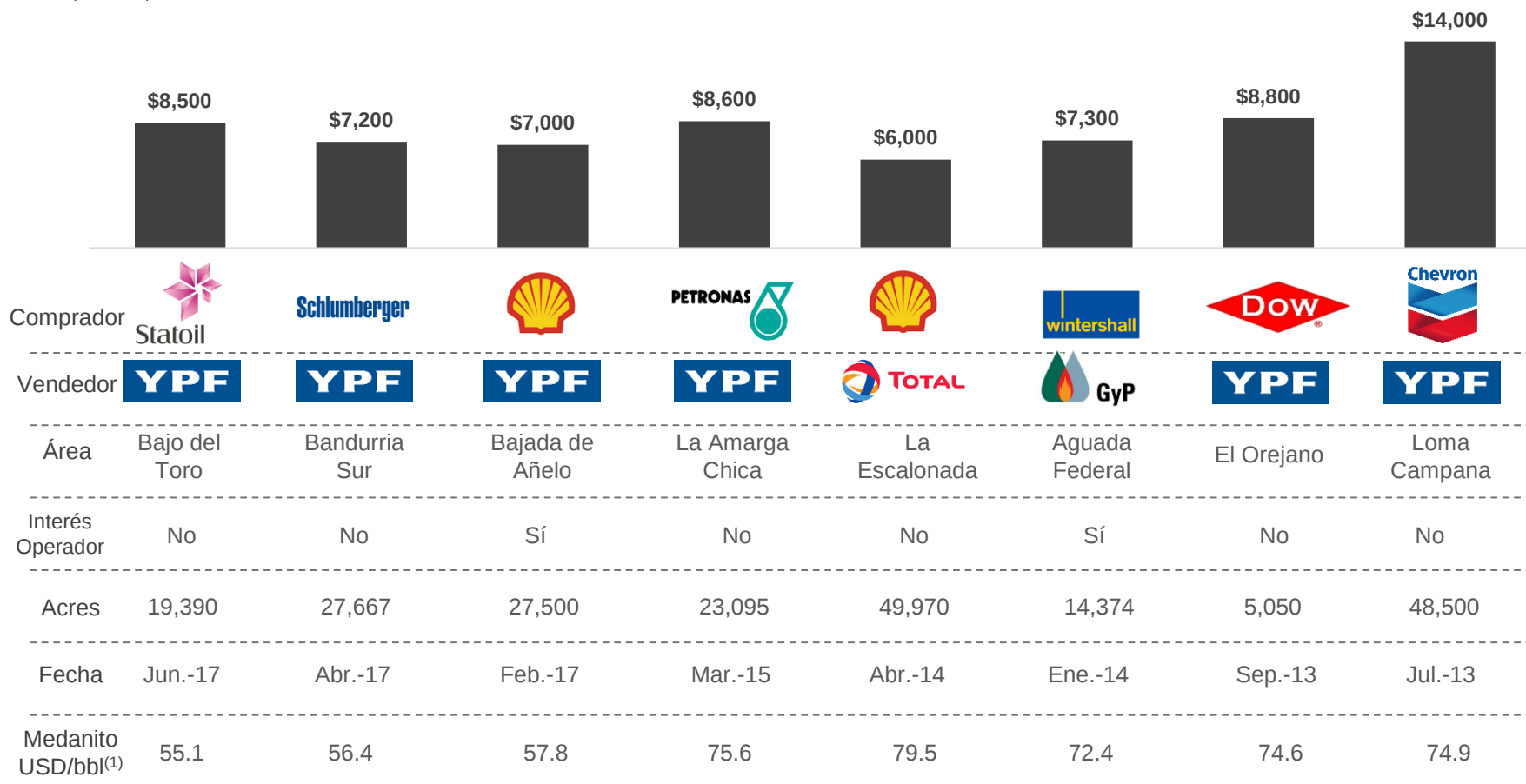
Usos	Mill. de USD	%
Precio de compra	675	84.4%
Gastos de transacción	25	3.1%
Efectivo aproximado en balance general al cierre	100	12.5%
Total	800	100.0%

Múltiplos de Transacciones Precedentes Selectas

Transacciones precedentes en Vaca Muerta

Múltiplos de transacciones precedentes

(USD/acre)



Fuente: Comunicados de prensa y cobertura de medios de comunicación.

(1) Basado en el Ministerio de Energía y Minería (Presidencia de la Nación).

Agenda de apéndices

- 1 ▶ Descripción de los Activos
 - 2 ▶ Resumen de la Transacción
 - 3 ▶ Financieros Proforma Históricos**
 - 4 ▶ Equipo de Administración
 - 5 ▶ Contexto Macro de la Argentina
-

Balance general proforma

(millones de USD)	Al 30 de septiembre de 2017 ⁽¹⁾	Al 31 de diciembre de 2016 ⁽¹⁾	% de variación
Efectivo y equivalentes de efectivo	97	81	20%
Cuentas por cobrar	46	44	5%
Otros activos corrientes	40	50	-20%
Total activos corrientes	183	175	5%
Propiedad, planta y equipo, neto	553	614	-10%
Otro activos no corrientes	334	311	7%
Total activos no corrientes	887	925	-4%
Total activos	1,070	1,100	-3%
Cuentas por pagar	43	52	-17%
Otros pasivos corrientes	40	60	-33%
Total pasivos corrientes	83	112	-26%
Impuesto sobre la renta diferido	126	136	-7%
Otros pasivos no corrientes	79	77	3%
Total pasivos no corrientes	205	213	-4%
Total pasivos	288	325	-11%
Total capital contable	782	775	1%

(1) Estos estados financieros se han preparado con base en la información financiera histórica compilada de cada una de las adquisiciones potenciales al 31 de diciembre de 2017 y al 30 de septiembre de 2017, y asumen la creación de la Compañía a dicha fecha. Para la preparación de la información financiera histórica, (i) la información financiera relativa a PELSA y APCO fue compilada en dólares estadounidenses al 31 de diciembre de 2016 y al 30 de septiembre de 2017, y (ii) la información relativa a las Participaciones Directas fue compilada en Pesos Argentinos y convertida a dólares estadounidenses para efectos comparativos. Los estados financieros proforma condensados combinados no auditados han sido preparados para cumplir con las disposiciones regulatorias establecidas por la Comisión Nacional Bancaria y de Valores (CNBV) y de conformidad con las Normas Internacionales de Información Financiera ("NIIF") emitidas por la Junta de Normas Internacionales de Contabilidad ("IASB" por sus siglas en inglés).

Estado de resultados proforma

(millones de USD)	Durante los nueve meses finalizados el 30 de septiembre ⁽¹⁾			Durante los doce meses finalizados el 31 de diciembre ⁽¹⁾		
	2017	2016	% de var.	2017 ⁽²⁾	2016	% de var.
Ventas netas	334	431	-23%	445	575	-23%
Costo de ventas	(269)	(299)	-10%	(359)	(398)	-10%
Utilidad bruta	65	132	-51%	86	177	-51%
Gastos de administración	(10)	(11)	-9%	(13)	(14)	-7 %
Gastos de venta	(11)	(12)	-8%	(15)	(16)	-6%
Gastos de exploración	(1)	(3)	-67%	(1)	(4)	-75%
Otros gastos, netos	(4)	(38)	-89%	(5)	(51)	-90%
Gasto financiero	(7)	(11)	-36%	(9)	(15)	-40%
Ingresos financieros	2	2	0%	3	2	50%
Beneficio antes de impuestos a la utilidad	34	59	-42%	46	79	-42%
Impuestos a la utilidad	(20)	(36)	-44%	(27)	(48)	-44%
Utilidad neta	14	23	-39%	19	31	-39%
EBITDA	136	180	-24%	182	240	-25%
<i>Margen de EBITDA (%)</i>	<i>41%</i>	<i>42%</i>	<i>-3%</i>	<i>41%</i>	<i>42%</i>	<i>-3%</i>
Depreciación	95	110	-13%	127	146	-13%

(1) Estos estados financieros se han preparado con base en la información financiera histórica compilada de cada una de las adquisiciones potenciales al 31 de diciembre de 2017 y al 30 de septiembre de 2017, y asumen la creación de la Compañía a dicha fecha. Para la preparación de la información financiera histórica, (i) la información financiera relativa a PELSA y APCO fue compilada en dólares estadounidenses al 31 de diciembre de 2016 y al 30 de septiembre de 2017, y (ii) la información relativa a las Participaciones Directas fue compilada en Pesos Argentinos y convertida a dólares estadounidenses para efectos comparativos. Los estados financieros proforma condensados combinados no auditados han sido preparados para cumplir con las disposiciones regulatorias establecidas por la Comisión Nacional Bancaria y de Valores (CNBV) y de conformidad con las Normas Internacionales de Información Financiera ("NIIF") emitidas por la Junta de Normas Internacionales de Contabilidad ("IASB" por sus siglas en inglés).

(2) Para poder llevar a cabo el análisis de los resultados consolidados, las cifras proforma que muestra los resultados a septiembre de 2017 se proyectaron linealmente (133%) con el fin de obtener los datos mostrados en la columna correspondiente al 31 de diciembre de 2017.

Agenda de apéndices

- 1 ▶ Descripción de los Activos
- 2 ▶ Resumen de la Transacción
- 3 ▶ Financieros Proforma Históricos
- 4 ▶ Equipo de Administración**
- 5 ▶ Contexto Macro de la Argentina

Equipo de Administración

Equipo experimentado con sólido historial trabajando juntos



Miguel Galuccio

Presidente del Consejo de Administración y Director General

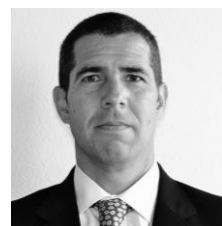
- 25 años de experiencia en el sector energético a lo largo de cinco continentes (petróleo y gas integrado y servicios)
- Consejero independiente del consejo de administración de Schlumberger
- Ex Presidente y Director General de YPF y Presidente de Schlumberger SPM/IPM⁽¹⁾
- Anteriormente fue Director General de Geomercado para México y Centroamérica en Schlumberger
- Experiencia previa con YPF International y Maxus Energy en Argentina y el sureste Asiático
- Ingeniero en Petróleo del Instituto Tecnológico de Buenos Aires en Argentina



Pablo Vera Pinto

Director de Finanzas

- Más de 15 años de experiencia en el desarrollo de negocios internacionales, consultoría y banca de inversión
- Anteriormente fue Director de Desarrollo de Negocios en YPF Argentina
- Fue miembro de los consejos de administración de la compañía de fertilizantes Profertil (Agrium-YPF), de la compañía generadora de energía Central Dock Sud S.A. (Enel-YPF) y de la compañía distribuidora de gas Metrogas S.A. (YPF, adquirida por British Gas)
- Experiencia previa en grupo inversor regional en Sudamérica donde participó de la gestión operativa y financiera de empresas controladas como Gerente de Reestructuración, Director de Finanzas y Director General, y en consultoría estratégica en McKinsey & Company en Europa y en banca de inversión en Credit Suisse en Nueva York
- MBA INSEAD y Economista de la Universidad Torcuato Di Tella de Buenos Aires



Juan Garoby

Director de Operaciones

- Más de 20 años de experiencia en exploración y producción y servicios petroleros
- Anteriormente, Vicepresidente Interino de exploración y producción de YPF, Director del área de Perforación y Terminaciones, Director de no convencional (operaciones *shale* y *tight*) en YPF
- Ex Presidente de YPF Servicios Petroleros S.A. (empresa contratista de equipos de perforación de YPF)
- Experiencia previa con Baker Hughes Inc. (Brasil, Perú y Ecuador) y Schlumberger Ltd. (Europa y África)
- Ingeniero en Petróleo del Instituto Tecnológico de Buenos Aires en Argentina



Alejandro Cherñacov

Director de Relación con Inversionistas

- Más de 10 años de experiencia en la estrategia de exploración y producción en Latinoamérica, administrador de portafolio y relación con inversionistas
- Anteriormente fue Director de Finanzas de una compañía de exploración y producción de pequeña capitalización listada en Canadá
- Experiencia previa como Gerente de Relación con Inversionistas y encargado del portafolio de proyectos exploración y producción en YPF Argentina
- Maestría en Finanzas de la Universidad Torcuato Di Tella, Certificado Profesional de Administración de Riesgos y Planeación Estratégica de la Universidad de Stanford; Licenciado en Economía de la Universidad de Buenos Aires

(1) Schlumberger Production Management y Schlumberger Integrated Project Management, divisiones de negocio de Schlumberger Ltd.

Experiencia de Miguel Galuccio en Schlumberger

Líder de negocios globales transformacionales y de alto crecimiento

Líder de pensamiento estratégico

- **Más de 12 años en varias posiciones de liderazgo**, incluyendo la presidencia de IPM y SPM, al igual que Director General de Geomercado para México y Centroamérica
- Bajo su liderazgo, la compañía logró conceptualizar e implementar varias iniciativas estratégicas con impactos duraderos
 - Lideró la creación de SPM, que actualmente es una **parte importante del plan de crecimiento** de SLB, con una producción de 235 Mbpe/d a nivel mundial
 - Encabezó el negocio de **Schlumberger en México, reposicionando la relación de la compañía con Pemex**

Ejecución enfocada y orientada a resultados

- Llevó a IPM a convertirse en un estándar de excelencia operacional en el sector de servicio petroleros
 - Ejecutó varios proyectos complejos en cinco continentes y bajo condiciones extremadamente complejas (por ejemplo, el re-ingreso a Iraq, operaciones en Rusia y en Argelia)
- Desarrolló nuevos modelos de negocio integrando servicios con rendimientos y riesgos similares a exploración y producción bajo SPM
 - **Proyectos de Burgos, Chicotepec, Alianza y Mesozoico con Pemex**, perforación de más de 2,000 pozos en 8 años
 - **Proyecto Casabe con Ecopetrol**; triplicó la producción en 5 años
 - Contrato de Shushufindi con Petroamazonas (Ecuador): operado por SPM, en asociación con la empresa de exploración y producción Tecpetrol (Grupo Techint) y la firma de capital privado KKR; duplicaron la producción en 4 años
 - Proyecto de *shale gas* de Barnett (Texas) y el proyecto de *shale oil* de Bakken (North Dakota)
 - Otros proyectos en China, Rumania y Malasia

Capacidad de captar talento y generar contactos

- **Administró organizaciones globales de rápido crecimiento con más de 6,300 empleados** en 55 proyectos en seis regiones
 - Creó soluciones creativas con impacto financiero significativo motivando equipos y fomentando una actitud proactiva en los ingenieros y geólogos de la compañía
- Desarrolló una amplia red global en la industria del petróleo y gas
 - **Relaciones sólidas con Directores Generales de empresas globales, independientes y compañías nacionales de petróleo**

Historial del equipo administrativo en YPF

El Sr. Galuccio dirigió una transformación notable en un escenario complejo

Liderazgo estratégico con un impacto visible

- **Contribuyó activamente en el diseño e implementación de las reformas estructurales del mercado energético** argentino incluyendo el desarrollo y la implementación de un esquema de incentivos de precios de gas, precios de soporte para el crudo doméstico, la enmienda de la Ley Federal de Hidrocarburos y el incremento de la producción y reservas
- Estableció las bases para el **desarrollo económico de Vaca Muerta** :
 - Perforación de más de 500 pozos (**90% de la actividad de Vaca Muerta**)
 - Reducción de los costos de perforación horizontal de más de 47% a USD 8mm por pozo horizontal
 - Alcanzó una producción de 50,000 bpe/d (**mayor desarrollo económico de shale fuera de Norteamérica**)

Fuerte desempeño financiero y operacional

- **Triplicó el precio de la acción** en los primeros 24 meses
- **Aumentó la producción de YPF en más de 100 Mboed** para llegar a 580 Mboed
- Logró un **crecimiento en el EBITDA de 45%** para llegar a más de USD 5 mil millones
- Aumentó la actividad de perforación de 25 a 74 equipos de perforación activos manteniendo **índices de seguridad de clase mundial**
- Logró un crecimiento de reservas de **25% alcanzando más de 1,200 MMboe**

Esfuerzo exitoso en desarrollo de negocio, fusiones y adquisiciones y mercados de capitales

- **Cerró más de 20 transacciones con un valor total de más de USD 4 mil millones** incluyendo la adquisición de Apache Argentina (USD 800mm) y los acuerdos de asociación (JVs) de *shale* Vaca Muerta con Chevron (USD 1,400mm), Petronas (USD 550mm), y Dow Chemical (USD 180mm)
- **Recaudó más de USD 8 mil millones de mercados internacionales y locales** con más de 30 emisiones de nuevos bonos entre 2012 y 2016 (con rendimientos menores al comparable soberano de Argentina). **Esto representó más del 90% de todas las emisiones internacionales de Argentina durante el periodo**
- **Más de 20 analistas bursátiles** de prestigio cubrieron la acción de YPF: **el equipo de Relaciones con Inversionistas de YPF fue seleccionado como el número 2 de relación con inversionistas del sector** Latinoamericano de petróleo y gas por *Institutional Investor*

Habilidad para atraer talento y originar transacciones

- **Dirigió una organización compleja e integrada** con más de 20,000 trabajadores directos
- Promovió el reclutamiento de directivos de la más alta calidad para posiciones clave e **implementó iniciativas de administración de talento de talla global**
- **El Sr. Galuccio fue elegido como el Mejor CEO de Argentina** en el 2014 según una encuesta realizada por PWC, y CEO del Año de Latinoamérica en el 2014 en los premios BRAVO Latin Trade

Décadas de experiencia en posiciones de liderazgo dentro del sector de petróleo y gas entregando consistentemente resultados notables

Consejo de Administración compuesto por profesionales de calidad mundial

Sólido gobierno corporativo, mayoría de Consejeros Independientes

Miguel Galuccio <i>Presidente del Consejo</i>	■ Consulte la página 36 para obtener información biográfica del Sr. Galuccio
Kenneth Ryan <i>Consejero por parte de Riverstone</i>	■ Socio de Riverstone basado en la oficina de Nueva York y responsable del desarrollo de negocios, de las estrategias de capital, y de la relación con inversionistas dentro de la firma ■ Previo a unirse a Riverstone en 2011, el señor Ryan trabajaba para Gleacher & Company y Gleacher Partners en Londres y Nueva York, más recientemente como Managing Director y Co-Head de Banca de Inversión ■ Actualmente se desempeña como miembro del comité de inversión de Riverstone Credit Partners y como Consejero en Riverstone Energy Limited, HES International y Trailstone ■ El señor Ryan se graduó en la Facultad de Derecho de la Universidad de Dublin, Trinity College
Susan L. Segal <i>Consejera independiente</i>	■ 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 durante más de 30 años ■ Antes de la designación en su puesto actual, fue socia de Chase Capital Partners / JPMorgan Partners con foco en private equity en Latinoamérica y pionera en inversiones de venture capital en la región ■ La señora Segal es miembro del Consejo de Americas Society / Council of the Americas, la Fundación Tinker, Scotiabank y Mercado Libre y Presidente del Consejo de Scotiabank USA ■ Se graduó en la Universidad Sarah Lawrence y recibió un MBA en la Universidad de Columbia, en los Estados Unidos
Mauricio Doehner Cobián <i>Consejero independiente</i>	■ Vicepresidente Ejecutivo de Asuntos Corporativos y Administración de Riesgos Empresariales de CEMEX desde Mayo 2014 ■ El señor Doehner ingresó a CEMEX 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 ■ Además, trabajo en la Presidencia de la República de México encabezando relaciones con el público mexicano, incluyendo temas diversos como reformas gubernamentales y el presupuesto nacional ■ Es Licenciado en Economía, egresado del Tecnológico de Monterrey, con Maestría en Administración de Empresas del IESE / IPADE, y tiene un Certificado Profesional en Inteligencia Competitiva por la FULD Academy of Competitive Intelligence en Boston, Massachusetts
Anthony Lim <i>Consejero independiente</i>	■ El señor Lim es un Asesor a GIC Private Limited, donde previamente ocupó el cargo de Director y Presidente (América) y antes de su asignación a los Estados Unidos en 2009, fue Presidente de GIC Londres por once años ■ Antes de unirse a GIC, fue Director General en Bankers Trust Company y ocupó varios puestos de alto nivel ■ Actualmente sirve como un miembro del Consejo de Asesoría Global de Teach for All, una organización dedicada a educación global. El señor Lim es un Miembro Fundador del Consejo de Asesoría Global del Centro Woodrow Wilson ■ Adicionalmente, servía en el Consejo de Asesoría Experta y el Comité de Supervisión de Administración de Activos de Clientes Externos de la Tesorería del Banco Mundial y fue miembro del Consejo de Estándares de Fondos de Cobertura (hedge funds) de 2007 a 2016 ■ Se graduó de la Universidad Nacional de Singapur y completó el Programa de Alta Dirección en Harvard Business School
Mark Bly <i>Consejero independiente</i>	■ El señor Bly tiene más de 30 años de experiencia en la industria de petróleo y gas y ha ocupado varias posiciones ejecutivas en BP. Su último rol dentro de la compañía fue el de Vicepresidente Ejecutivo de Seguridad y Riesgo Operacional ■ Formó parte del Equipo Ejecutivo de E&P de BP, a cargo de monitorear un portafolio internacional con unidades en Angola, Trinidad, Egipto, Algeria y el Golfo de México ■ El señor Bly lideró la investigación interna del incidente de Deep Water Horizon en 2010, y ha sido el autor del "Bly Report" que definió el entendimiento de este evento por parte de la industria y representó la fundación del nuevo programa de organización y prácticas de perforación global dentro de BP ■ El señor Bly recibió su master en Ingeniería Estructural en la Universidad de California, Berkeley, y una carrera en Ingeniería Civil en la universidad de California, Davis

(1) Schlumberger Production Management y Schlumberger Integrated Project Management, divisiones de negocio de Schlumberger Ltd.

Agenda de apéndices

- 1 ▶ Descripción de los Activos
- 2 ▶ Resumen de la Transacción
- 3 ▶ Financieros Proforma Históricos
- 4 ▶ Equipo de Administración
- 5 ▶ Contexto Macro de la Argentina**

Entrada a Argentina en un punto de inflexión

Reformas e iniciativas favorables pro mercado en Argentina son alentadoras

Reformas e iniciativas estructurales desde diciembre de 2015...

Económico

- Se eliminaron los controles de capital y las restricciones de repatriación
- Resolvió la deuda en default y se recuperó el acceso a los mercados
- Reducción de las retenciones a la exportación y se eliminaron las restricciones a la importación
- Se dejó flotar el FX (mercado de divisas) y se recuperaron las reservas monetarias

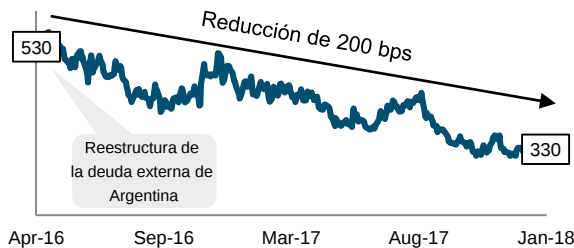
Institucional

- El Banco Central ha incrementado el uso de políticas de estabilización para reducir el exceso de dinero circulante con metas de 5% inflación en 2020
- El gobierno de Macri ha tomado medidas para cumplir la meta de eliminar el déficit fiscal primario en 4 años
- Venció la Ley de Emergencia Económica. Las facultades no han sido renovadas nuevamente por el Poder Legislativo

... ya han aportado mejoras...

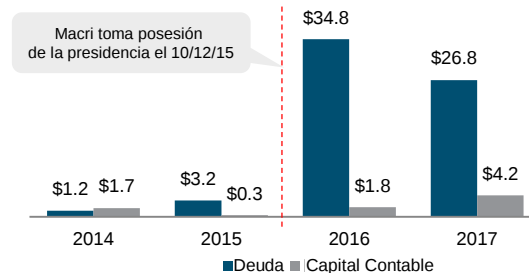
Mejorando la percepción de riesgo

10 años de referencia G/Spread Evolution – (bps)



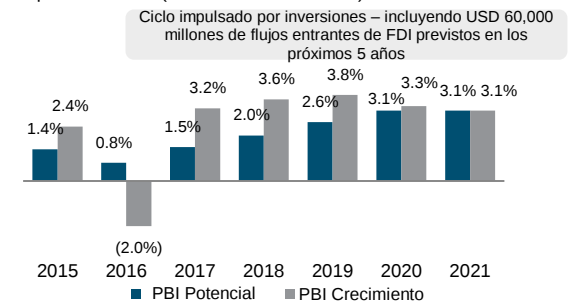
Con la actividad de los mercados de capital en alza

Emisiones de deuda y capital – (en miles de millones USD)



Expectativas de crecimiento en alza y constante

PBI pronosticado – (% cambio año tras año)



... y una alentadora perspectiva a futuro

- La perspectiva para las reformas ha mejorado luego del sólido apoyo popular en las elecciones a mitad de mandato. Recientemente, (i) se aprobó la reforma tributaria, por la cual se redujo la carga tributaria y se estimuló la inversión, (ii) se está llevando a cabo una reforma integral de los mercados de capitales y (iii) se impulsará la reforma laboral más tarde en 2018
- El gobierno procura lograr acuerdos entre los sindicatos y el sector privado para aumentar la productividad en sectores específicos, incluidos el petróleo y el gas
- El Régimen de Promoción directa que contemplan inversiones de al menos USD 250 millones dentro de los primeros tres años de dicho proyecto
- La Inversión Directa Extranjera ("FDI", por sus siglas en inglés) comienza a recuperarse, lo que marca una etapa favorable para invertir

Fuente: Bloomberg, Wall Street Research.

Dinámicas claves de la industria de petróleo y gas de Argentina

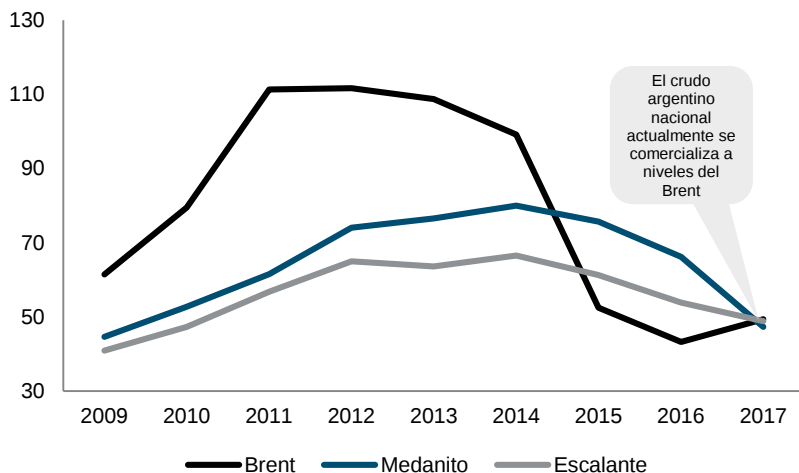
Los cambios regulatorios positivos respaldan la dinámica del sector

- A partir de 2012, el gobierno comenzó a implementar cambios para fomentar inversiones en el sector de petróleo y gas, incluyendo la introducción de un esquema de subsidio al precio del gas para alcanzar, gradualmente, la paridad entre el precio del mercado interno y el de importación, así como la promulgación de la ley federal de hidrocarburos enmendada para adaptar el marco normativo para el petróleo y gas no convencionales y la exploración y desarrollo *offshore*
- Desde diciembre de 2015, con la actual administración en funciones, el gobierno ha tomado medidas decisivas para normalizar completamente el mercado nacional de petróleo y gas y atraer inversiones, incluyendo la liberalización de los precios nacionales del combustible, la eliminación de las retenciones y cuotas de exportación y la normalización de los aranceles para el transporte y la distribución de gas y electricidad

Dinámica de fijación de precios de petróleo y gas en Argentina

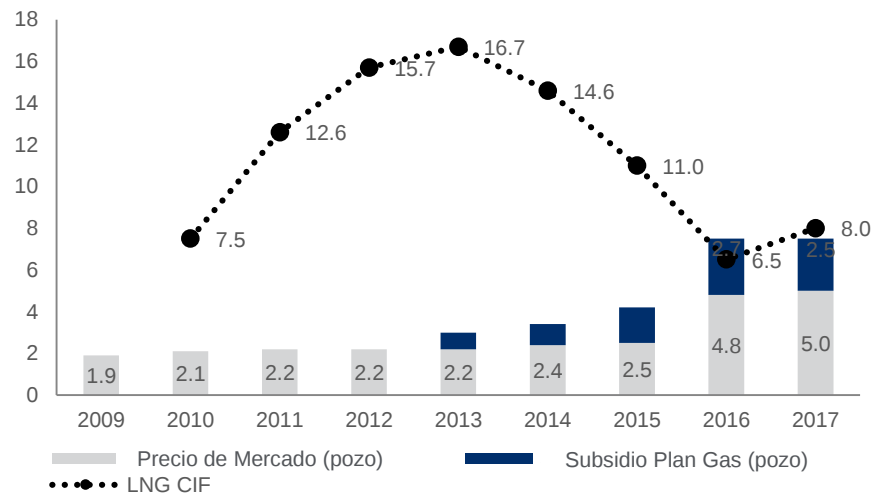
Precios del petróleo

Precios del crudo nacional en comparación con el Brent (USD/bbl)



Precios del gas

(USD/mmbtu)



Fuente: Ministerio de Energía y Minería (Presidencia de la Nación).

4. REPORTE DE RESERVAS

**Declaración de Volúmenes de Hidrocarburo 1P Remanente
para Ciertas Propiedades Argentinas
al 31 de Diciembre de 2016**

Preparado para

Vista Oil & Gas S.A.

Enero 2018

25 de Enero de 2018

Sr. Juan Garoby
Director de Operaciones
Vista Oil & Gas S.A.
Javier Barros Sierra 540, Torre 2, Piso 2º
Lomas de Santa Fe, Ciudad de México, México
jgaroby@vistaoilandgas.com

Estimado Sr. Juan Garobi,

**Declaración de Volúmenes de Hidrocarburo 1P Remanente
para Ciertas Propiedades Argentinas
al 31 de Diciembre de 2016**

Los volúmenes de hidrocarburos 1P remanentes incluidos en este informe fueron originalmente preparados por Gaffney, Cline & Associates (GCA) para Apco Oil & Gas International Inc. Sucursal Argentina (APCO), al 31 de diciembre de 2016 y presentados a APCO el 23 de enero de 2017 en un informe titulado "Declaración de Reservas para Ciertas Propiedades en Argentina al 31 de Diciembre de 2016".

Vista Oil & Gas S.A. (Vista o "el Cliente") tiene intención de adquirir la participación de APCO en las siguientes propiedades en Argentina:

Área	Provincia	Operador	Vencimiento del Contrato del Operador	Apco WI (%)
Coiron Amargo	Neuquén	APCO	01/12/2036	55.00
Acambuco	Salta	Pan American Energy	16/02/2040	1.50

GCA ha recibido una autorización por escrito de APCO para utilizar los resultados de su auditoría anterior en este informe para Vista. Los operadores de estas áreas proporcionaron a GCA sus estimaciones de reservas y todos los datos e interpretaciones utilizados como documentación de respaldo para la auditoría previa de GCA. APCO ha respaldado el uso de estos datos por parte de GCA, y GCA se refiere a estos datos como datos de APCO.

Al 25 de enero de 2018, Vista no ha tenido ni tiene participación en ninguno de los activos incluidos en este informe.

El antedicho informe de GCA contiene declaraciones de reservas correspondientes a los proyectos de APCO y a las inversiones asociadas. Ninguna parte de estos volúmenes puede adscribirse a Vista como reservas porque Vista no tenía participación en los activos a la fecha de

vigencia de las auditorías. Además, si Vista adquiere participación en los activos, los volúmenes de producción resultantes podrían sufrir cambios debido a variaciones en los planes de desarrollo y en las condiciones económicas de Vista. Por lo tanto, GCA cita en este informe a esas reservas como "volúmenes de hidrocarburos remanentes".

Este informe se refiere específica y exclusivamente al tema definido en el alcance del trabajo de la Propuesta de Servicios y está condicionado a las suposiciones aquí descriptas. El informe debe considerarse en su totalidad y solo debe utilizarse para el propósito para el que fue diseñado.

En base a la información técnica y de otra índole, puesta a disposición de GCA, en relación con estas propiedades al 31 de diciembre de 2016, GCA provee una declaración de volúmenes de hidrocarburos remanentes en las siguientes tablas por propiedad. **Debe entenderse explícitamente que GCA no ha considerado ninguna información relacionada con estos activos que haya surgido después del 31 de diciembre de 2016. Tales cambios, por ejemplo, la producción real de los campos, los resultados de las perforaciones o reacondicionamientos, o las revisiones del plan de desarrollo, podrían tener un impacto en los volúmenes informados, de los cuales algunos o todos pueden ser materiales.**

Nótese que, si bien estos volúmenes no son reservas para Vista, GCA utilizó, por practicidad, la terminología de reservas en las siguientes tablas, para indicar el nivel de fiabilidad de cada volumen de acuerdo con el PRMS (como se indica a continuación).

**Declaración de Volúmenes de Hidrocarburos 1P Remanentes
Coiron Amargo Norte, Argentina
al 31 de Diciembre de 2016**

Categoría	Gross (100%) Volúmenes de Campo			Gross (WI) Volúmenes de Compañía			Neto (NRI) Volúmenes de Compañía		
	Líquidos (Mm³)	Gas (MMm³)	LPG (Mm³)	Líquidos (Mm³)	Gas (MMm³)	LPG (Mm³)	Líquidos (Mm³)	Gas (MMm³)	LPG (Mm³)
Probado									
Desarrollado	174	50	-	96	27	-	84	24	-
No Desarrollado	54	15	-	30	8	-	26	7	-
Total Probado	228	65	-	125	36	-	110	32	-

* Los números fueron redondeados.

**Acambuco, Argentina
al 31 de Diciembre de 2016**

Categoría	Gross (100%) Volúmenes de Campo			Gross (WI) Volúmenes de Compañía			Neto (NRI) Volúmenes de Compañía		
	Líquidos (Mm³)	Gas (MMm³)	LPG (Mm³)	Líquidos (Mm³)	Gas (MMm³)	LPG (Mm³)	Líquidos (Mm³)	Gas (MMm³)	LPG (Mm³)
Probado									
Desarrollado	584	7,071		9	106		8	93	
No Desarrollado	-	-		-	-		-	-	
Total Probado	584	7,071	-	9	106	-	8	93	

* Los números fueron redondeados.

Los volúmenes de hidrocarburos líquidos representan el petróleo crudo, el condensado y la gasolina que se estima se recuperarán durante la separación en el campo y son informados en miles de metros cúbicos (Mm3) en condiciones de tanque. Los volúmenes de gas natural representan las ventas de gas esperadas y son informados en millones de metros cúbicos (MMm3) en condiciones estándar de 1 atmósfera y 15°C.

Las regalías se han deducido de los volúmenes netos informados.

Los volúmenes de ventas de reservas de gas se basan en contratos de gas existentes y firmes, o en la expectativa razonable de nuevos contratos de venta de gas, o en la expectativa razonable de que dichos contratos de venta de gas existentes se renovarán en términos similares en el futuro.

Declaración de Volúmenes de Hidrocarburos Remanentes

Este examen de auditoría se basó en las estimaciones de volúmenes de hidrocarburos remanentes y otra información proporcionada por APCO a GCA hasta el 31 de diciembre de 2016 e incluyó las pruebas, procedimientos y ajustes que se consideraron necesarios. Todas las preguntas que surgieron durante el proceso de auditoría se resolvieron a satisfacción de GCA.

Las evaluaciones comerciales y económicas para los volúmenes de hidrocarburos remanentes al 31 de diciembre de 2016 se basaron en el escenario futuro de APCO de precios realizados para petróleo, condensado, gasolina y gas, sin indexación. GCA realizó sensibilidades al precio del petróleo, concluyendo que las reservas estimadas según el escenario de precios futuros del petróleo de APCO son robustas y relativamente insensibles a las fluctuaciones del precio del petróleo.

El escenario de precios del gas de APCO se basó en los precios establecidos por el gobierno argentino y fue provisto por APCO.

Los costos de capital futuros se derivaron de los planes de desarrollo preparados por APCO para el campo. Los datos de gastos operativos históricos recientes se usaron como base para las proyecciones de costos operativos. GCA comprobó que APCO ha proyectado suficientes inversiones de capital y gastos operativos para producir económicamente los volúmenes proyectados.

GCA opina que las estimaciones del total de volúmenes de hidrocarburos remanentes de líquidos y gas recuperables, al 31 de diciembre de 2016 son, en su conjunto, razonable y la categorización de las reservas es apropiada y consistente con las definiciones de reservas en el Sistema de Gestión de Recursos de Petróleo (PRMS), que fue aprobada por la Sociedad de Ingenieros de Petróleo, el Consejo Mundial del Petróleo, la Asociación Americana de Geólogos del Petróleo y la Sociedad de Ingenieros Analistas de Petróleo en los marzo de 2007.

GCA concluye que las metodologías empleadas por APCO en la derivación de las estimaciones de volúmenes de hidrocarburos remanentes son apropiadas, que la calidad de los datos es confiable, y la profundidad y rigurosidad del proceso de estimación de volúmenes de hidrocarburos remanentes es adecuada.

Bases de Opinión

Este documento refleja el juicio profesional de GCA basado en los estándares aceptados de investigación profesional y, según corresponda, los datos y la información provista por el Cliente, el alcance limitado de la participación y el tiempo permitido para realizar la evaluación.

En línea con esas normas aceptadas, este documento no constituye de ninguna manera ni garantiza ni predice los resultados, y no se da a entender ni se expresa ninguna garantía de que el resultado real se ajuste a los resultados aquí presentados. GCA no ha verificado de manera independiente ninguna información proporcionada por, o bajo la dirección del Cliente, y ha aceptado la precisión y la integridad de esta información. GCA no tiene motivos para creer que se hayan ocultado hechos sustanciales, pero no garantiza que sus investigaciones hayan revelado todos los asuntos que un examen más extenso podría revelar.

Las opiniones expresadas en este documento están sujetas y plenamente calificadas por las incertidumbres generalmente aceptadas asociadas con la interpretación de geociencias y datos de ingeniería y no reflejan la totalidad de las circunstancias, escenarios e información que podrían afectar las decisiones tomadas por los destinatarios del informe y/o resultados reales. Las opiniones y declaraciones contenidas en este informe se hacen de buena fe y en la creencia de que tales opiniones y declaraciones son representativas de las circunstancias físicas y económicas imperantes.

Existen numerosas incertidumbres inherentes a la estimación de recursos y a la proyección de producción futura, gastos de desarrollo, gastos operativos y flujos de efectivo. Las evaluaciones de recursos de petróleo y gas deben reconocerse como un proceso subjetivo de estimación de las acumulaciones subterráneas de petróleo y gas que no se pueden medir de manera exacta. Las estimaciones de los recursos de petróleo y gas preparados por otras partes pueden diferir, tal vez materialmente, de los contenidos en este informe.

La precisión de cualquier estimación de recursos es en función de la calidad de los datos disponibles y de la ingeniería y la interpretación geológica. Los resultados de perforación, pruebas y producción posteriores a la preparación de las estimaciones pueden justificar revisiones, de las cuales, algunas o todas pueden ser materiales. En consecuencia, las estimaciones de recursos a menudo son diferentes de las cantidades de petróleo y gas que finalmente se recuperan, y el tiempo y el costo de los volúmenes que se recuperan pueden variar de lo supuesto.

La revisión y auditoría de GCA involucró la revisión de hechos pertinentes, interpretaciones y suposiciones hechas por el Cliente u otras personas al preparar estimaciones de recursos. GCA realizó los procedimientos necesarios para emitir una opinión sobre la idoneidad de las metodologías empleadas, la idoneidad y calidad de los datos utilizados, la profundidad y minuciosidad del proceso de estimación de reservas y recursos, clasificación y categorización de reservas y recursos apropiados para las definiciones utilizadas, y razonabilidad de las estimaciones.

Definición de Reservas

Las reservas son aquellas cantidades de petróleo que se prevee serán comercialmente recuperables mediante la aplicación de proyectos de desarrollo de acumulaciones conocidas a

partir de una fecha dada en condiciones definidas. Las reservas deben cumplir además cuatro criterios basados en los proyectos de desarrollo aplicados: descubiertos, recuperables, comerciales y remanentes (a partir de la fecha de evaluación).

GCA no tiene conocimiento de ningún cambio potencial en las regulaciones aplicables a estos campos que pudieran afectar la capacidad de APCO para producir las reservas estimadas.

Las reservas se categorizan adicionalmente de acuerdo con el nivel de certeza asociado con las estimaciones y pueden subclasificarse según la madurez del proyecto y / o caracterizarse por el estado de desarrollo y producción. Todas las categorías de volúmenes de reservas citados en este documento han derivado del contexto de una evaluación de límite económico (ELT) (pre impositivo y sin incluir amortizaciones) previo a cualquier análisis del Valor Actual Neto (VAN).

GCA no ha realizado una visita al sitio o una inspección porque no formaba parte del alcance del trabajo. Como tal, GCA no está en posición de comentar sobre las operaciones o instalaciones en marcha, su idoneidad y condición, o si cumplen con las reglamentaciones relativas a dichas operaciones. Además, GCA no está en condiciones de comentar sobre ningún aspecto de la salud, la seguridad o el medio ambiente de dicha operación.

Este informe ha sido preparado en base a la comprensión de GCA de los efectos de la legislación petrolera y otras regulaciones que actualmente se aplican a estas propiedades. Sin embargo, GCA no está en condiciones de dar fe del título o derechos de propiedad, las condiciones de estos derechos (incluidas las obligaciones ambientales y de abandono) o las licencias y consentimientos necesarios (incluidos permisos de planificación, relaciones de interés financiero o gravámenes sobre cualquier parte de las propiedades tasadas).

Uso de Valores Actuales Netos

Debe entenderse claramente que los VANs contenidos en este documento no representan una opinión de GCA en cuanto al valor de mercado de la propiedad en cuestión, como tampoco ningún interés en ella.

Al evaluar un posible valor de mercado, sería necesario tener en cuenta una serie de factores adicionales, incluido el riesgo de las reservas (es decir, que las reservas probadas y/o probables y/o posibles no se puedan realizar dentro del plazo previsto para su explotación); percepciones de riesgo económico y soberano, incluido el posible cambio en las reglamentaciones; potencial alza; otros beneficios, gravámenes o cargos que puedan pertenecer a un interés particular; y, el estado competitivo del mercado en ese momento. GCA explícitamente no ha tenido en cuenta dichos factores al derivar los VAN presentados en este documento.

Calificaciones

Durante la realización de este estudio, GCA no ha detectado la existencia de ningún conflicto de interés. Como consultora independiente, GCA proporciona asesoramiento técnico, comercial y estratégico imparcial dentro del sector de la energía. La remuneración de GCA no ha dependido en modo alguno del contenido de este informe.

En la preparación de este documento, GCA ha mantenido, y continúa manteniendo, una estricta relación consultor-cliente independiente con el Cliente. Además, la administración y los empleados de GCA no tienen interés en ninguno de los activos evaluados o relacionados con el análisis realizado, como parte de este informe.

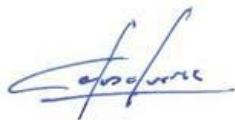
Los miembros del personal que prepararon este informe poseen calificaciones profesionales y educativas apropiadas y tienen los niveles de experiencia necesarios para realizar el trabajo.

Nota

Este documento ha sido preparado para el uso del Cliente o las partes aquí mencionadas y está destinado a ser divulgado públicamente en relación con la transacción entre Vista y APCO mencionada anteriormente. No se puede distribuir ni poner a disposición, en todo o en parte, a ninguna otra empresa o persona sin el conocimiento previo y el consentimiento por escrito de Gaffney, Cline & Associates (GCA). Ninguna persona o empresa que no sean aquellas para las que está destinado puede depender directa o indirectamente de su contenido. GCA actúa solo como asesor y, en la máxima medida permitida por la ley, se exime de toda responsabilidad por las acciones o pérdidas derivadas de cualquier dependencia real o supuesta de este documento (o cualquier otra declaración u opinión de GCA) por parte del Cliente o por cualquier otra persona o entidad.

Atentamente,

Gaffney, Cline & Associates



Gerente de Proyecto
Carlos Alvarez, Consultor Senior



Revisado por
Roberto Wainhaus, Consultor Principal

**Declaración de Volúmenes de Hidrocarburo 1P Remanente
para Ciertas Propiedades Argentinas
al 31 de Diciembre de 2016**

Preparado para

Vista Oil & Gas S.A.

Enero 2018

26 de Enero de 2018

Sr. Juan Garoby
Director de Operaciones
Vista Oil & Gas S.A.
Javier Barros Sierra 540, Torre 2, Piso 2º
Lomas de Santa Fe, Ciudad de México, México
jgaroby@vistaoilandgas.com

Estimado Sr. Juan Garobi,

**Declaración de Volúmenes de Hidrocarburo 1P Remanente
para Ciertas Propiedades Argentinas
al 31 de Diciembre de 2016**

Los volúmenes de hidrocarburos 1P remanentes incluidos en este informe fueron originalmente preparados por Gaffney, Cline & Associates (GCA) para Pampa Energía S.A. (PAMPA), al 31 de diciembre de 2016 y presentados a PAMPA el 10 de Febrero de 2017 en un informe titulado "Declaración de Reservas y Recursos PRMS para ciertos campos en Argentina al 31 de Diciembre de 2016".

Vista Oil & Gas S.A. (Vista o "el Cliente") tiene intención de adquirir la participación de PAMPA (y APCO) en las siguientes propiedades en Argentina:

Área	Provincia	Operador	Vencimiento del Contrato del Operador	PAMPA WI (%)	APCO WI (%)
25 de Mayo - Medanito	Neuquén	PAMPA	27/10/2026	100.00	0.00
Jagüel de los Machos	Neuquén	PAMPA	13/09/2025	100.00	0.00
Agua Amarga	Neuquén	PELSA	20/08/2034 - ChP 08/06/2040 - JQ	46.9207*	52.8452**
Bajada del Palo	Neuquén	PELSA	05/09/2025	46.9207*	52.8452**
Entre Lomas (Neuquén)	Neuquén	PELSA	23/01/2026	46.9207*	52.8452**
Entre Lomas(Río Negro)	Río Negro	PELSA	23/01/2026	46.9207*	52.8452**

* El interés (WI) de PAMPA resulta del 58.88% de participación en Petrolera Entre Lomas (PELSA), que tiene un 73.15% WI en las concesiones (WI total de 43.07%), más un 3.85% de participación directa WI en las concesiones de Agua Amarga, Bajada del Palo y Entre Lomas.

** APCO tiene una participación del 40.80% en PELSA y una participación WI directa del 23% en las concesiones de Agua Amarga, Bajada del Palo y Entre Lomas, la participación combinada de PAMPA y APCO totalizó el 99.77% en esas concesiones. GCA cita los volúmenes de participación del 100% en esas áreas a pedido de Vista.

GCA ha recibido autorización por escrito de PAMPA para usar los resultados de su auditoría anterior para este informe para Vista. Los operadores de estas áreas proporcionaron a GCA sus estimaciones de reservas y todos los datos e interpretaciones utilizados como documentación de respaldo para la auditoría previa de GCA. PAMPA ha respaldado el uso de estos datos por parte de GCA, y GCA hace referencia a estos datos como datos de PAMPA.

Al 26 de enero de 2018, Vista no ha tenido ni tiene participación en ninguno de los activos incluidos en este informe.

El antedicho informe de GCA contiene declaraciones de reservas correspondientes a los proyectos de PAMPA y a las inversiones asociadas. Ninguna parte de estos volúmenes puede adscribirse a Vista como reservas porque Vista no tenía participación en los activos a la fecha de vigencia de las auditorías. Además, si Vista adquiere participación en los activos, los volúmenes de producción restantes podrían sufrir cambios debido a variaciones en los planes de desarrollo y en las condiciones económicas de Vista. Por lo tanto, GCA cita en este informe a esas reservas como "volúmenes de hidrocarburos remanentes".

Este informe se relaciona específica y exclusivamente con el tema tal como se define en el alcance del trabajo de la Propuesta de Servicios y está condicionado a las suposiciones aquí descriptas. El informe debe considerarse en su totalidad y solo debe utilizarse para el propósito para el que fue diseñado.

En base a la información técnica y de otra índole, puesta a disposición de GCA, en relación con estas unidades de propiedad hasta el 31 de diciembre de 2016, GCA provee una declaración de volúmenes de hidrocarburos remanentes en las siguientes tablas por propiedad. **Debe entenderse explícitamente que GCA no ha considerado ninguna información relacionada con estos activos que haya surgido después del 31 de diciembre de 2016. Tales cambios, por ejemplo, la producción real de los campos, los resultados de las perforaciones o reacondicionamientos, o las revisiones del plan de desarrollo, podrían tener un impacto en los volúmenes informados, de los cuales algunos o todos pueden ser materiales.**

Nótese que, si bien estos volúmenes no son reservas para Vista, GCA utilizó, por practicidad, la terminología de reservas en las siguientes tablas, para indicar el nivel de fiabilidad de cada volumen de acuerdo con el PRMS (como se indica a continuación).

**Declaración de Volúmenes de Hidrocarburos Remanentes (100% WI)
de ciertos campos en Argentina al 31 de Diciembre de 2016**

GROSS 100% WI	PDP		1P	
	Oil and NGL (MMbbl)	Marketable Gas (Bcf)	Oil and NGL (MMbbl)	Marketable Gas (Bcf)
25 de Mayo - Medanito	7.45	3.98	8.36	4.38
Jagüel de los Machos	4.63	7.88	5.35	8.93
Agua Amarga	1.19	6.41	1.69	7.12
Bajada del Palo	5.55	20.19	7.59	29.74
Entre Lomas (Neuquen)	2.49	7.82	2.83	8.64
Entre Lomas (Rio Negro)	11.31	38.33	13.07	42.97
Total	32.6	84.6	38.9	101.8

Los volúmenes líquidos de hidrocarburos representan el petróleo crudo y NGL, que se estima se recuperarán durante la separación en el campo y son informados en millones de barriles (MMBbl) en condiciones de tanque. Los volúmenes de gas natural representan las ventas de gas esperadas más el gas consumido en el campo y son informados en miles de millones (10⁹) de pies cúbicos en condiciones estándar de 14.7 psia y 60° F. Los volúmenes de gas no se han reducido por el uso de combustible en el campo. Las regalías pagaderas a las Provincias no se han deducido de los volúmenes declarados.

Las cantidades de gas son expresadas como gas comercializable a una temperatura de 60 grados Fahrenheit y a 14,7 libras por pulgada cuadrada de presión absoluta. Los resultados comercializables del gas provienen de la separación y el procesamiento en el campo, y se reducen mediante inyección, contracción y venteo. Los volúmenes de gas comercializable incluyen el volumen de gas consumido en el campo para las operaciones de producción.

Las siguientes tablas se presentan netas de regalías y discriminando gas de venta y gas comercializable.

**Declaración de los Volúmenes de Hidrocarburos Remanentes Netos de Regalías
100% WI de ciertos campos en Argentina al 31 de diciembre de 2016**

Net of royalties 100% WI	PDP			1P		
	Oil + NGL (MMbbl)	Marketable Gas (Bcf)	Sales Gas (Bcf)	Oil + NGL (MMbbl)	Marketable Gas (Bcf)	Sales Gas (Bcf)
25 de Mayo - Medanito	6.33	5.35	4.68	7.11	5.94	5.20
Jagüel de los Machos	3.93	17.42	15.70	4.55	25.53	23.82
Agua Amarga	0.97	5.35	4.68	1.38	5.94	5.20
Bajada del Palo	4.72	17.42	15.70	6.45	25.53	23.82
Entre Lomas (Neuquen)	2.11	7.05	4.38	2.41	7.80	4.81
Entre Lomas (Rio Negro)	9.62	36.10	12.64	11.11	40.40	14.54
Total	27.7	88.7	57.8	33.0	111.1	77.4

Los volúmenes líquidos de hidrocarburos representan el petróleo crudo y NGL que se estima se recuperarán durante la separación en el campo y son informados en millones de barriles (MMBbl).

Los volúmenes de gas se reportan incluyendo el uso de combustible en el campo (Gas Comercializable) y sin él (Sales Gas) y se informan en miles de millones (10^9) de pies cúbicos en condiciones estándar de 14.7 psia y 60°F. Las regalías pagaderas a las Provincias se han deducido de los volúmenes netos declarados.

Los volúmenes de ventas de gas se basan en contratos de gas existentes y firmes, o en la expectativa razonable de un contrato, o en la expectativa razonable de que dichos contratos de venta de gas existentes se renovarán en términos similares en el futuro.

La presunción de precios, costos y precios futuros y costos fueron provistas o especificadas por PAMPA, sin indexar por inflación. Todos los precios y costos están expresados en dólares estadounidenses.

Los gastos operativos incluyen gastos de operación de campo, transporte, compresión y asignación de gastos generales directamente relacionados con la producción o el desarrollo del campo.

Declaración de Volúmenes de Hidrocarburos Remanentes

Este examen de auditoría se basó en las estimaciones de reservas y otra información proporcionada por PAMPA a GCA hasta Septiembre de 2016 e incluyó las pruebas, procedimientos y ajustes que se consideraron necesarios. Todas las preguntas que surgieron durante el proceso de auditoría se resolvieron a satisfacción de GCA.

Las pruebas económicas para los volúmenes de reservas al 31 de diciembre de 2016 se hicieron de acuerdo con las reglas de SPE-PRMS, para los precios del gas, contratos de venta de gas existentes y/o incentivos de precio, y las fechas de vencimiento se tomaron en cuenta para la prueba económica.

Los costos de capital futuros se derivaron de los planes de desarrollo preparados por PAMPA para el campo. Los datos de gastos operativos históricos recientes se usaron como base para las proyecciones de costos operativos. No se consideró inflación en estos costos. GCA comprobó que PAMPA ha proyectado suficientes inversiones de capital y gastos de operación para producir económicamente los volúmenes proyectados.

GCA opina que las estimaciones del total de volúmenes de hidrocarburos remanentes de líquidos y gas recuperables, al 31 de diciembre de 2016 son, en su conjunto, razonables y la categorización es apropiada y consistente con las definiciones de recursos en el Sistema de Gestión de Recursos de Petróleo (PRMS), que fue aprobado por la Sociedad de Ingenieros de Petróleo, el Consejo Mundial del Petróleo, la Asociación Americana de Geólogos del Petróleo y la Sociedad de Ingenieros Analistas de Petróleo en Marzo de 2007.

GCA concluye que las metodologías empleadas por PAMPA en la derivación de las estimaciones de volúmenes de hidrocarburos remanentes son apropiadas, que la calidad de los datos es confiable, y la profundidad y rigurosidad del proceso de estimación de volúmenes de hidrocarburos remanentes es adecuada.

Bases de Opinión

Este documento refleja el juicio profesional informado por GCA basado en los estándares aceptados de investigación profesional y, según corresponda, los datos y la información proporcionada por el Cliente y/o obtenida de otras fuentes (por ejemplo, dominio público), el alcance limitado de la participación y el tiempo permitido para realizar la evaluación.

En línea con esas normas aceptadas, este documento no constituye de ninguna manera ni garantiza ni predice los resultados, y no se da a entender ni se expresa ninguna garantía de que el resultado real se ajuste a los resultados aquí presentados. GCA no ha verificado de manera independiente ninguna información proporcionada por, o bajo la dirección del Cliente, y ha aceptado la precisión y la integridad de esta información. GCA no tiene motivos para creer que se hayan ocultado hechos sustanciales, pero no garantiza que sus investigaciones hayan revelado todos los asuntos que un examen más extenso podría revelar.

Las opiniones expresadas en este documento están sujetas y plenamente calificadas por las incertidumbres generalmente aceptadas asociadas con la interpretación de datos geológicos y de ingeniería y no reflejan la totalidad de las circunstancias, escenarios e información que podrían potencialmente afectar las decisiones tomadas por los destinatarios del informe y/o resultados reales. Las opiniones y declaraciones contenidas en este informe se hacen de buena fe y en la creencia de que tales opiniones y declaraciones son representativas de las circunstancias físicas y económicas imperantes.

Existen numerosas incertidumbres inherentes a la estimación de reservas y a la proyección de producción futura, gastos de desarrollo, gastos operativos y flujos de efectivo.

La revisión y auditoría de GCA involucró la revisión de hechos pertinentes, interpretaciones y suposiciones hechas por PAMPA u otros al preparar las estimaciones de las reservas. GCA llevó a cabo los procedimientos necesarios para emitir una opinión sobre la idoneidad de las metodologías empleadas, la adecuación y la calidad de los datos utilizados, la profundidad y minuciosidad del proceso de estimación de reservas, clasificación y categorización de reservas apropiadas para las definiciones pertinentes utilizadas, y razonabilidad de las estimaciones.

Definición de Reservas

Las reservas son aquellas cantidades de petróleo que se prevé serán comercialmente recuperables mediante la aplicación de proyectos de desarrollo de acumulaciones conocidas a partir de una fecha dada en condiciones definidas. Las reservas deben cumplir además cuatro criterios basados en los proyectos de desarrollo aplicados: descubiertos, recuperables, comerciales y remanentes (a partir de la fecha de evaluación).

GCA no tiene conocimiento de ningún cambio potencial en las regulaciones aplicables a estos campos que pudieran afectar la capacidad de PAMPA para producir las reservas estimadas.

Las reservas se categorizan adicionalmente de acuerdo con el nivel de certeza asociado con las estimaciones y pueden sub-clasificarse según la madurez del proyecto y/o caracterizarse por el estado de desarrollo y producción. Todas las categorías de volúmenes de reservas citados en este documento han derivado del contexto de una evaluación de límite económico (ELT) (pre impositivo y sin incluir amortizaciones) previo a cualquier análisis del Valor Actual Neto (VAN).

GCA no ha realizado una visita al sitio o una inspección porque no formaba parte del alcance del trabajo. Como tal, GCA no está en posición de comentar sobre las operaciones o instalaciones en marcha, su idoneidad y condición, o si cumplen con las reglamentaciones relativas a dichas operaciones. Además, GCA no está en condiciones de comentar sobre ningún aspecto de la salud, la seguridad o el medio ambiente de dicha operación.

Este informe ha sido preparado en base a la comprensión de GCA de los efectos de la legislación petrolera y otras regulaciones que actualmente se aplican a estas propiedades. Sin embargo, GCA no está en condiciones de dar fe del título o derechos de propiedad, las condiciones de estos derechos (incluidas las obligaciones ambientales y de abandono) o las licencias y consentimientos necesarios (incluidos permisos de planificación, relaciones de interés financiero o gravámenes sobre cualquier parte de las propiedades tasadas).

Uso de Valores Actuales Netos

Debe entenderse claramente que los VANs contenidos en este documento no representan una opinión de GCA en cuanto al valor de mercado de la propiedad en cuestión, como tampoco ningún interés en ella.

Al evaluar un posible valor de mercado, sería necesario tener en cuenta una serie de factores adicionales, incluido el riesgo de las reservas (es decir, que las reservas probadas y/o probables y/o posibles no se puedan realizar dentro del plazo previsto para su explotación); percepciones de riesgo económico y soberano, incluido el posible cambio en las reglamentaciones; potencial alza; otros beneficios, gravámenes o cargos que puedan pertenecer a un interés particular; y, el estado competitivo del mercado en ese momento. GCA explícitamente no ha tenido en cuenta dichos factores al derivar los VAN presentados en este documento.

Calificaciones

Durante la realización de este estudio, GCA no ha detectado la existencia de ningún conflicto de interés. Como consultora independiente, GCA proporciona asesoramiento técnico, comercial y estratégico imparcial dentro del sector de la energía. La remuneración de GCA no ha dependido en modo alguno del contenido de este informe.

En la preparación de este documento, GCA ha mantenido, y continúa manteniendo, una estricta relación consultor-cliente independiente con el Cliente. Además, la administración y los empleados de GCA no tienen interés en ninguno de los activos evaluados o relacionados con el análisis realizado, como parte de este informe.

Los miembros del personal que prepararon este informe poseen calificaciones profesionales y educativas apropiadas y tienen los niveles de experiencia necesarios para realizar el trabajo.

Nota

Este documento ha sido preparado para el uso del Cliente o las partes aquí mencionadas y está destinado a ser divulgado públicamente en relación con la transacción entre Vista, Pampa y APCO mencionadas anteriormente. No se puede distribuir ni poner a disposición, en todo o en parte, a ninguna otra empresa o persona sin el conocimiento previo y el consentimiento por escrito de Gaffney, Cline & Associates (GCA). Ninguna persona o empresa que no sean aquellas para las que está destinado puede depender directa o indirectamente de su contenido. GCA actúa solo como asesor y, en la máxima medida permitida por la ley, se exime de toda responsabilidad por las acciones o pérdidas derivadas de cualquier dependencia real o supuesta de este documento (o cualquier otra declaración u opinión de GCA) por parte del Cliente o por cualquier otra persona o entidad.

Atentamente,

Gaffney, Cline & Associates



Gerente de Proyecto
Sergio O. Paredes, Director Técnico



Revisado por
Roberto Wainhaus, Director Técnico