



VISTA OIL & GAS ARGENTINA S.A.U.

Programa global para la emisión de Obligaciones Negociables simples (no convertibles en acciones) a corto, mediano o largo plazo por un monto máximo de hasta US\$800.000.000 (o su equivalente en otras monedas y/o unidades de valor).

El presente prospecto (el “**Prospecto**”) corresponde al programa global de Vista Oil & Gas Argentina S.A.U. (anteriormente denominada Vista Oil & Gas Argentina S.A.) (“**Vista Argentina**”, la “**Emisora**”, la “**Compañía**” o la “**Sociedad**”) para la emisión de obligaciones negociables simples no convertibles en acciones a corto, mediano o largo plazo, con o sin garantías, subordinadas o no (el “**Programa**”, y las obligaciones negociables emitidas bajo el mismo, los “**Títulos**”, las “**Obligaciones Negociables**” o las “**ONs**” indistintamente), por hasta un monto máximo en circulación en cualquier momento de hasta US\$800.000.000 o su equivalente en otras monedas, determinado al momento de emitirse cada Clase y/o Serie. Este Prospecto deberá leerse conjuntamente con los estados financieros aplicables al presente y el correspondiente Suplemento de Prospecto (según se define más adelante).

El monto, denominación, moneda, precio de emisión, fechas de amortización y vencimiento e intereses, si los hubiera, y garantías, si las hubiera, junto con los demás términos y condiciones aplicables a cualquier Clase y/o Serie de Títulos, se detallarán en un suplemento de prospecto preparado en relación a dicha Clase y/o Serie de Títulos (cada uno, un “**Suplemento de Prospecto**”), el cual complementará los términos y condiciones de los Títulos descritos en la sección “*De la Oferta y la Negociación. Detalles de la oferta y la negociación*” del Prospecto.

La oferta pública de los Títulos emitidos bajo el Programa ha sido autorizada por la Resolución: N° RESFC-2019-20350-APN-DIR#CNV de la Comisión Nacional de Valores (la “CNV”) de fecha 19 de julio de 2019. La mencionada autorización sólo significa que se ha cumplido con los requisitos establecidos en materia de información. La CNV no ha emitido juicio sobre los datos contenidos en el Prospecto. La veracidad de la información contable, financiera y económica así como de toda otra información suministrada en el presente Prospecto es exclusiva responsabilidad del Directorio, y en lo que les atañe, de la Comisión Fiscalizadora y de los auditores en cuanto a sus respectivos informes sobre los estados financieros que se acompañan y demás responsables contemplados en los artículos 119 y 120 de la Ley N°26.831 de Mercado de Capitales, junto con sus modificatorias y complementarias (la “Ley de Mercado de Capitales”). El Directorio manifiesta, con carácter de declaración jurada, que el presente Prospecto contiene a la fecha de su publicación información veraz y suficiente sobre todo hecho relevante que pueda afectar la situación patrimonial, económica y financiera de la Sociedad y de toda aquella que deba ser de conocimiento del público inversor con relación a la presente emisión, conforme las normas vigentes. De acuerdo con lo establecido en el artículo 119 de la Ley de Mercado de Capitales, los emisores de valores, juntamente con los integrantes de los órganos de administración y fiscalización, estos últimos en materia de su competencia, y en su caso los oferentes de los valores con relación a la información vinculada a los mismos, y las personas que firmen el prospecto de una emisión de valores con oferta pública, serán responsables de toda la información incluida en los prospectos por ellos registrados ante la CNV. De acuerdo con lo establecido en el artículo 120 de la Ley de Mercado de Capitales, las entidades y agentes intermediarios en el mercado autorizado que participen como organizadores o colocadores en una oferta pública de venta o compra de valores deberán revisar diligentemente la información contenida en los prospectos de la oferta. Los expertos o terceros que opinen sobre ciertas partes del prospecto sólo serán responsables por la parte de esa información sobre la que emitieron opinión.

Las Obligaciones Negociables serán emitidas en los términos de, y en cumplimiento con, todos los requisitos impuestos por la Ley de Obligaciones Negociables N°23.576 de la República Argentina (“**Argentina**”), junto con sus modificatorias y complementarias (la “**Ley de Obligaciones Negociables**”), y las normas de la CNV, según texto ordenado mediante la Resolución General N°622/2013 N.T. 2013, junto con sus modificatorias y

complementarias (las “**Normas de la CNV**”). Asimismo, resultarán aplicables la Ley General de Sociedades N°19.550, junto con sus modificatorias y complementarias (la “**Ley General de Sociedades**”).

Podremos solicitar la admisión de las obligaciones negociables de una o más clases o series para su listado y negociación en Bolsas y Mercados Argentinos S.A. (el “**BYMA**”), a través de la Bolsa de Comercio de Buenos Aires (la “**BCBA**”) en virtud del ejercicio de la facultad delegada por el BYMA a la BCBA conforme lo dispuesto por la Resolución N°18.629 de la CNV, y en el Mercado Abierto Electrónico S.A. (el “**MAE**”)y/o al régimen de listado de la Bolsa de Valores de Luxemburgo para la negociación en el mercado Euro MTF, el mercado alternativo de la Bolsa de Valores de Luxemburgo o cualquier otro mercado. No podremos garantizar, no obstante, que estas solicitudes serán aceptadas.

La inversión en las obligaciones negociables implica riesgos significativos. Véase “*Factores de Riesgo*” en el presente Prospecto. El respectivo suplemento de prospecto de cualquier clase o serie de obligaciones negociables podrá detallar otros riesgos que deberán ser considerados al realizar la inversión.

VISTA OIL & GAS ARGENTINA S.A.U. (ANTERIORMENTE DENOMINADA VISTA OIL & GAS ARGENTINA S.A.), (CUIT 33-51595089-9) CON SEDE SOCIAL SITA EN ING. BUTTY 275, 11 PISO, DE LA CIUDAD AUTÓNOMA DE BUENOS AIRES – NÚMERO DE TELÉFONO +54 11 3754-8500 – PÁGINA WEB: WWW.VISTAOILANDGAS.COM – CORREO ELECTRÓNICO: IR@VISTAOILANDGAS.COM

El plazo de duración del Programa dentro del cual podrán emitirse las Obligaciones Negociables será de cinco (5) años contados desde la fecha de autorización de oferta pública otorgada por la Comisión Nacional de Valores.

El Directorio de la Sociedad manifiesta con carácter de declaración jurada, que la emisora, sus beneficiarios finales, y las personas físicas o jurídicas que poseen como mínimo el 20% de su capital o de los derechos a voto, o que por otros medios ejercen el control final, directo o indirecto sobre la misma, no registran condenas por delitos de lavado de activos y/o financiamiento del terrorismo y/o no figuran en las listas de terroristas y organizaciones terroristas emitidas por el Consejo de Seguridad de las Naciones Unidas.

Antes de tomar decisiones de inversión respecto de las Obligaciones Negociables, el público inversor deberá considerar la totalidad de la información contenida en este Prospecto y en los Suplementos de Precio correspondientes (incluyendo sin limitación lo expuesto bajo los capítulos “Resumen de los Términos y Condiciones de los Títulos”, “Factores de Riesgo” e “Información sobre la Sociedad—Litigios”).

La fecha del Prospecto es 22 de julio de 2019

ÍNDICE

DECLARACIONES SOBRE HECHOS FUTUROS	4
TÉRMINOS TÉCNICOS Y REGULATORIOS.....	6
RESUMEN	11
RESUMEN DE LOS TÉRMINOS Y CONDICIONES DE LOS TÍTULOS	20
PARTE A	25
INFORMACIÓN DEL EMISOR.....	25
FACTORES DE RIESGO	75
POLÍTICAS DE LA EMISORA.....	110
INFORMACIÓN SOBRE DIRECTORES, GERENCIA, ASESORES Y MIEMBROS DEL ÓRGANO DE FISCALIZACIÓN	113
ESTRUCTURA DEL EMISOR, ACCIONISTAS Y TRANSACCIONES CON PARTES RELACIONADAS	118
ANTECEDENTES FINANCIEROS	122
INFORMACIÓN ADICIONAL.....	146
PARTE B.....	167
DE LA OFERTA Y LA NEGOCIACIÓN	167
NOTIFICACIÓN A LOS INVERSORES.....	167

DECLARACIONES SOBRE HECHOS FUTUROS

Este Prospecto incluye “estimaciones” sobre el futuro, entre ellas, sin limitación, las expectativas de la Sociedad sobre las condiciones de Argentina y la industria en la que opera, así como sobre el desempeño, la situación patrimonial y los resultados de las operaciones futuras de la Sociedad, sus gastos de capital, liquidez y estructura de capital. Las palabras tales como “creemos”, “esperamos”, “anticipamos”, “planeamos”, “pretendemos”, “debería”, “intentamos”, “estimamos”, “futuro” y otras expresiones similares se incluyen con la intención de identificar declaraciones sobre el futuro. Las estimaciones futuras están basadas en numerosas suposiciones, incluyendo nuestras creencias, expectativas y proyecciones actuales respecto de eventos presentes y futuros, así como tendencias financieras que afectan nuestro negocio. Estas expectativas y proyecciones están sujetas a importantes riesgos e incertidumbres conocidos y desconocidos que podrían provocar que nuestros resultados actuales, desempeño o éxitos, o los resultados de la industria, difieran materialmente de cualquier resultado esperado o proyectado, o del desempeño o logros expresados o implícitos por dichas estimaciones futuras. Muchos factores importantes, adicionales a los que se discuten en este Prospecto, podrían causar que nuestros resultados, desempeño o logros reales difieran materialmente de aquellos expresados o implícitos en nuestras estimaciones futuras, incluyendo, entre otras cosas: Los riesgos e incertidumbres que pueden afectar las declaraciones sobre hechos futuros de la Sociedad incluyen, sin limitación, los siguientes:

- condiciones políticas, macroeconómicas y sociales en la Argentina;
- la inflación;
- incertidumbres relacionadas con los resultados de las futuras elecciones presidenciales en Argentina.
- fluctuaciones en los tipos de cambio, incluida una devaluación significativa del Peso;
- controles cambiarios, restricciones a transferencias al extranjero y restricciones a la entrada y salida de capitales;
- disponibilidad de financiamiento en términos razonables, por ejemplo, como resultado de las condiciones de los mercados regionales e internacionales;
- incertidumbres relacionadas con concesiones gubernamentales y permisos de exploración futuros;
- resultados desfavorables en litigios que puedan surgir en el futuro;
- la revocación o modificación a nuestros contratos de concesión respectivos por parte de la autoridad que la otorgó;
- nuestra capacidad para implementar nuestros planes de inversión de capital o estrategia de negocios, incluyendo nuestra habilidad para obtener financiamiento cuando sea necesario y en términos razonables;
- cambios en la demanda de energía;
- regulaciones ambientales, de salud y seguridad y estándares de la industria que se vuelvan más estrictos;
- mercado de energía, incluyendo el tiempo y alcance de cambios y volatilidad en precios de materia prima, y el impacto de cualquier reducción prolongada o importante en los precios del petróleo a partir de promedios históricos;
- cambios en la regulación en el sector energético y de petróleo y gas en Argentina;
- nuestra relación con nuestros empleados y nuestra capacidad para retener a miembros clave de nuestra alta dirección y empleados técnicos clave;
- nuestra expectativa en relación con el desempeño de nuestros negocios recientemente adquiridos;
- incremento en la competencia de mercado en los sectores energéticos en Argentina;
- riesgos operativos inherentes a la exploración y producción de hidrocarburos;
- riesgos inherentes a las estimaciones de las reservas de hidrocarburos;
- nuestras expectativas en relación con la producción futura, costos y los precios del petróleo crudo usados en nuestras proyecciones;

- acontecimientos macroeconómicos o políticos en otros países que afecten la situación de la Argentina;
- caídas y cambios en los mercados de capitales que puedan afectar las percepciones respecto de la Argentina o empresas argentinas; y
- otros factores identificados en la sección “*Factores de Riesgo*”.

Las declaraciones sobre hechos futuros contenidas en este Prospecto se refieren únicamente a la fecha del presente Prospecto y la Sociedad no asume obligación alguna de actualizar las declaraciones sobre hechos futuros u otra información con el propósito de reflejar eventos o circunstancias ocurridos con posterioridad a la fecha de este Prospecto.

TÉRMINOS TÉCNICOS Y REGULATORIOS

A los fines de este Prospecto, salvo donde el contexto requiera otra interpretación,

- “**25 de Mayo-Medanito**” significa la concesión de explotación denominada 25 de Mayo-Medanito SE, ubicada en la Provincia de Río Negro.
- “**/d**” significa la unidad de volumen expresada en términos diarios
- Las referencias a “**Vista Argentina**”, la “**Compañía**”, la “**Sociedad**”, “**nosotros**” y “**nuestro**” corresponden a Vista Oil & Gas Argentina S.A.U. (anteriormente denominada Vista Oil & Gas Argentina S.A.) e incluye, salvo que expresamente se indique lo contrario, a los activos de Apco Argentina S.A. y Apco Oil & Gas S.A.U. como resultado de la Fusión.
- Las referencias a “**US\$**” y “**Dólares**” corresponden a Dólares Estadounidenses, y las referencias a “**Ps.**” y “**Pesos**” corresponden a Pesos.
- “**Afiliada**” significa (i) con respecto a personas que no son personas físicas, todas las personas que directa o indirectamente a través de uno o más intermediarios, controlen, sean controlados o se encuentren bajo el control común de la primera Persona (conforme a la definición de “control” contenida en la LMV), y (ii) con respecto a personas físicas, cualquier cónyuge pasado, presente o futuro y cualesquier ascendientes o descendientes directos o indirectos, incluyendo padres, abuelos, hijos, nietos y hermanos, así como cualquier fideicomiso o convenio equivalente celebrado con el propósito de beneficiar a cualquiera de dichas personas físicas.
- “**AFIP**” significa la Administración Federal de Ingresos Públicos.
- “**Agua Amarga**” significa conjuntamente las concesiones de explotación de Jarilla Quemada y Charco del Palenque, ambas ubicadas en la Provincia de Río Negro.
- “**AIF**” significa en la página web de la CNV (www.cnv.gov.ar) en el ítem “Información Financiera” de la Autopista de Información Financiera.
- “**Alianza Petrolera**” significa Alianza Petrolera Argentina S.A.
- “**APCO Argentina**” significa Apco Argentina S.A.
- “**APCO International**” significa Apco Oil and Gas International Inc.
- “**APCO Sucursal Argentina**” significa APCO Oil and Gas International Inc. (Sucursal Argentina).
- “**API**” significa gravedad API, una medida de densidad del crudo establecida por el American Petroleum Institute.
- “**Acuerdo de Refinerías**” significa el acuerdo de estabilización de precios celebrado por el Poder Ejecutivo, a través del Ministerio de Energía y Minería de la Nación (actualmente la Secretaría de de Energía), en mayo de 2018, con las principales refinerías en Argentina, que incluye una cuenta de compensación para estabilizar los precios de las estaciones de servicio en el mercado local en el corto plazo.
- “**ANSES**” significa la Administración Nacional de la Seguridad Social.
- “**Baker Hughes**” significa Baker Hughes Argentina S.R.L.
- “**Bnbb**” significa miles de millones de barriles de petróleo.
- “**BCRA**” significa el Banco Central de la República Argentina.
- “**bb**” significa barriles de petróleo.
- “**BP**” significa British Petroleum.
- “**CAMMESA**” significa la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima.
- “**CAGR**” significa Compound Average Growth Rate o tasa compuesta de crecimiento promedio.
- “**CASO**” significa la concesión de explotación no convencional denominada “Coirón Amargo Sur Oeste”, ubicada en la Provincia del Neuquén.

- “**CIADI**” significa el Centro Internacional de Arreglo de Diferencias Relativas a Inversiones.
- “**Convenio de Intercambio de Derechos en Águila Mora**” significa el acuerdo de cesión de derechos celebrado entre Apco Sucursal Argentina y O&G, en virtud del cual (i) APCO Sucursal Argentina cedió a O&G una participación no operada del 35% en los derechos bloque CASO, y (ii) O&G cedió a APCO Sucursal Argentina una participación del 90% en los derechos sobre el bloque Águila Mora así como la operación de dicho bloque y se comprometió a invertir US\$10 millones en la mejora de su infraestructura actual de abastecimiento de agua y a prestar servicios desde dicha infraestructura a nuestras operaciones en la concesión de explotación no convencional Bajada del Palo Oeste.
- “**Chevron**” significa Chevron Argentina S.R.L.
- “**CMNUCC**” significa la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático.
- “**CNDC**” significa la Comisión Nacional de Defensa de la Competencia.
- “**GNC**” significa gas natural comprimido.
- “**Combinación Inicial de Negocios**” tiene el significado que se le atribuye en la Sección “*Información del Emisor – Estructura Corporativa*” del presente Prospecto.
- “**Concesiones EL-AA-BP**” significa conjuntamente las concesiones de explotación denominadas “Entre Lomas” y “Agua Amarga”, ubicadas en la Provincia de Río Negro, Argentina; y las concesiones de explotación denominadas “Entre Lomas”, “Bajada del Palo Este” y “Bajada del Palo Oeste” ubicadas en la Provincia del Neuquén, Argentina.
- “**E&P**” significa exploración y producción de petróleo y gas.
- “**EBITDA**” significa utilidad neta más depreciación y amortización, impuestos a la utilidad y gasto por interés (Earnings before Interests, Taxes, Depreciation and Amortization, por sus siglas en inglés).
- “**ENAP SIPETROL**” significa ENAP Sipetrol Argentina S.A.
- “**Emisora**” significa Vista Oil & Gas Argentina S.A.U. (anteriormente denominada Vista Oil & Gas Argentina S.A.).
- “**EIA**” significa Administración de Información Energética de Estados Unidos (*Energy Information Administration*).
- “**Ecopetrol**” significa Ecopetrol S.A., la compañía petrolera nacional de Colombia.
- “**Endeudamiento Relevante**” significa todo endeudamiento por dinero en préstamo o toda garantía directa o indirecta y toda obligación (contingente o de otro tipo) de la Emisora por la suma en total de US\$50.000.000 (Dólares estadounidenses cincuenta millones) o superior, con la salvedad de que el término “Endeudamiento Relevante” no incluirá el endeudamiento incurrido por la Emisora en el curso habitual de los negocios.
- “**ENARGAS**” corresponde al Ente Nacional Regulador del Gas en Argentina.
- “**ENRE**” significa Ente Nacional Regulador de la Electricidad en Argentina.
- “**Entre Lomas**” significa conjuntamente las concesiones de explotación denominadas “Entre Lomas”, ubicada en la Provincia del Neuquén, y “Entre Lomas” ubicada en la Provincia de Río Negro.
- “**Equipo de Administración**” significa el equipo de Directores de Vista Oil & Gas S.A.B. de C.V. conformado según se describe en la sección “Estructura del Emisor, Accionistas y Transacciones con Partes Relacionadas” de este Prospecto.
- “**Estados Unidos**” significa, los Estados Unidos de América.
- “**FMI**” significa Fondo Monetario Internacional.
- “**FCA**” significa la Autoridad de Conducta Financiera (Financial Conduct Authority) del Reino Unido.
- “**Fusión**” tiene el significado que se le atribuye en la Sección “*Información del Emisor – Fusión*”.
- “**Garantes**” tiene el significado que se le asigna en la Sección “*Factores de Riesgo – Riesgos relacionados con la Sociedad*”.
- “**GCA**” significa Gaffney, Cline & Associates, Inc.

- “**GEI**” significa emisiones de gases de efecto invernadero.
- “**GNL**” significa gas natural licuado.
- “**Gobierno de Estados Unidos**” se refiere al gobierno federal de los Estados Unidos.
- “**Gobierno Argentino**” se refiere al gobierno nacional de Argentina.
- “**Grupo**” se refiere al grupo de sociedades de las cuales Vista Oil & Gas, S.A.B. de C.V. es el accionista mayoritario directa o indirectamente.
- “**G&P**” significa Gas y Petróleo del Neuquén S.A.
- “**GW,**” “**GWm**” y “**GWh**” corresponden a gigawatts, gigawatt por mes y gigawatt por hora, respectivamente.
- “**IEASA**” o “**ENARSA**” significa la empresa de energía Integración Energética Argentina, S.A., anteriormente conocida como Energía Argentina S.A.
- “**IGJ**” significa la Inspección General de Justicia.
- “**Instalaciones de Producción Centrales de Entre Lomas**” significa la planta de tratamiento de agua y el complejo gasero que se ubican en el bloque denominado Entre Lomas.
- “**Instalaciones de Producción Centrales en Medanito**” significa la planta de tratamiento de petróleo y la planta de tratamiento de agua, ubicadas en la concesión de explotación 25 de Mayo-Medanito.
- “**INDEC**” significa el Instituto Nacional de Estadísticas y Censos.
- “**IP30**” significa la tasa media diaria después de haber acumulado 30 días.
- “**IPC**” significa el índice de precios al consumidor.
- “**IPCNu**” significa el Índice de Precios al Consumidor Nacional Urbano.
- “**IPIM**” significa el Índice Precio Internos al por Mayor.
- “**ITIR**” significa nuestro Índice Total de Incidentes Registrables.
- “**IVA**” significa el Impuesto al Valor Agregado establecido en la República Argentina.
- “**JDM**” significa la concesión de explotación denominada “Jagüel de los Machos” ubicada en la Cuenca Neuquina en la Provincia de Río Negro, Argentina.
- “**km**” corresponde a kilómetros.
- “**kW**” y “**kWh**” corresponde a kilowatts y kilowatts por hora, respectivamente.
- “**Ley de Federalización**” significa la ley 26.197 de Argentina, publicada en el Boletín Oficial de la República de Argentina el 3 de enero de 2017, que modifica la Ley de Hidrocarburos.
- “**LIBOR**” significa el método en el que se determina el método en el que se determina el London Interbank Offered Rate.
- “**LPG**” significa gas licuado de petróleo.
- “**MMbbl**” significa millones de barriles.
- “**MMBoe**” significa millones de barriles equivalentes de petróleo.
- “**Nabors**” significa Nabors International Argentina S.R.L.
- “**m3**” y “**m3d**” corresponden a metros cúbicos y metros cúbicos por día, respectivamente.
- “**MEM**” corresponde al mercado eléctrico mayorista administrado por CAMESA.
- “**Ministerio de Economía**” significa el Ministerio de Hacienda y el Ministerio de Finanzas Públicas, anteriormente denominado Ministerio de Economía y Finanzas Públicas de la Nación.
- “**MMBtu**” significa un millón de Unidades Térmicas Británicas, por su nombre en inglés, British Thermal Unit.
- “**mmcfd**” corresponde a millones de pies cúbicos por día.

- “MW,” “MWm” y “MWh” corresponden a megawatts, megawatts por mes y megawatts por hora, respectivamente.
- “NIIF” significan las Normas Internacionales de Información Financiera.
- “NOCs” significa las compañías petroleras nacionales, por sus siglas en inglés (*National Oil Companies*).
- “SADI” corresponde al Sistema de Interconexión Nacional.
- “Oldelval” significa Oleoductos del Valle S.A.
- “One Team Contracts” significa los contratos denominados “contratos de un solo equipo” a los que hace referencia la Sección “*Información del Emisor – Modalidad de contratación One Team Contracts*” del presente Prospecto.
- “O&G” significa O&G Developments Ltd. S.A (actualmente denominada Shell Argentina S.A.).
- “OPIC” significa Overseas Private Investment Corporation.
- “Pampa” o “Pampa Energía” significa Pampa Energía S.A.
- “Pan American Energy” significa Pan American Energy LLC (Sucursal Argentina).
- “PCGA” Principios de contabilidad generalmente aceptados en Argentina.
- “PELSA” significa Petrolera Entre Lomas S.A.
- “Pesos” significa la moneda de curso legal en Argentina.
- “Petrobras” significa Petróleo Brasileiro S.A.
- “Petronas” significa National Petroleum, Limited.
- “PIB” significa el Producto Interno Bruto.
- “Pluspetrol” significa Pluspetrol Resources Corporation.
- “Programa de Estímulo al Petróleo” significa el Programa de Estímulo a la Producción de Petróleo.
- “Protocolo de Kioto” corresponde al tratado de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático, en virtud del cual ciertos países industrializados que ratificaron sus términos se comprometen a reducir sus emisiones de gas invernadero en 5% promedio, en comparación con sus niveles de emisión de 1990, desde 2008 hasta 2012.
- “Reino Unido” significa el Reino Unido de Gran Bretaña e Irlanda del Norte.
- “Reservas Probadas” significa las cantidades de petróleo y gas natural que, mediante el análisis de datos geocientíficos y de ingeniería, pueden ser estimadas con una certeza razonable como económicamente producibles - a partir de una fecha determinada, de yacimientos conocidos, y en virtud de condiciones económicas existentes, métodos de operación y regulaciones gubernamentales - antes del momento en que los contratos que otorgan los derechos para operar expirarán, a menos que la evidencia indique que la renovación es razonablemente certera, sin importar si se utilizan métodos para la estimación de naturaleza determinista o probabilística. El proyecto de extracción de los hidrocarburos debe haber comenzado o el operador debe estar razonablemente seguro de que el proyecto comenzará en un plazo razonable.
- “Reservas Probadas Desarrolladas” significa, aquellas Reservas Probadas que se espera recuperar de pozos e instalaciones existentes.
- “Reservas Probadas No Desarrolladas” significa, aquellas Reservas Probadas que se espera recuperar de pozos e instalaciones futuras, incluyendo proyectos de recuperación mejorados futuros que se esperan con un alto grado de certeza en yacimientos que han mostrado previamente una respuesta favorable a proyectos de recuperación mejorados.
- “Riverstone” significa Riverstone Investment Group LLC, una sociedad de responsabilidad limitada (limited liability company) de Delaware, así como sus Afiliadas y fondos afiliados.
- “Schlumberger” significa Schlumberger Limited.

- “**Secretaría de Energía**” significa la actual Secretaría de Gobierno de Energía dependiente del Ministerio de Hacienda de la República Argentina, anteriormente llamado Ministerio de Energía y Minería de la República Argentina.
- “**Shale**” significa “roca de shale” que es una formación sedimentaria que contiene gas natural y/o petróleo.
- “**Shell**” significa Royal Dutch Shell PLC.
- “**SIA**” significa Sistema de Interconexión Argentino.
- “**Sinopec**” significa Sinopec Argentina Exploration & Production Inc.
- “**SPM**” significa Schlumberger Production Management.
- “**Statoil**” significa Statoil ASA.
- “**SXS**” significa costales de arena de 100 libras.
- “**Tcf**” significa billones de pies cúbicos.
- “**TGS**” significa Transportadora de Gas del Sur S.A.
- “**Total Austral**” o “**Total**” significa Total Austral S.A.
- “**Trafigura**” significa Trafigura Argentina S.A.
- “**UDP**” significa Unidades de Producción.
- “**UGE**” significa Unidades Generadoras de Efectivo.
- “**US GAAP**” significa los Generally Accepted Accounting Principles elaborados por el Financial Accounting Standards Board, según los mismo sean modificados, de tiempo en tiempo.
- “**Wintershall**” significa Wintershall Holding GmbH.
- “**Wood Mackenzie**” significa Wood Mackenzie, Ltd.
- “**WTI**” significa West Texas Intermediate.
- “**YPF**” significa YPF, S.A.

Salvo indicación en contrario, las estadísticas brindadas en este Prospecto en relación con las unidades generadoras de energía están expresadas en MW, en el caso de la capacidad instalada de dichas unidades generadoras de energía, y en GWh, en el caso de la producción de electricidad total de dichas unidades generadoras de energía. Un GW es equivalente a 1.000 MW y un MW es equivalente a 1.000 kW. Las estadísticas correspondientes a producción de electricidad anual total están expresadas en GWh y se basan en un año de 8.760 horas al año.

RESUMEN

El siguiente resumen destaca cierta información importante de este Prospecto. Sin embargo, no contiene toda la información que puede ser importante para los inversores a efectos de adoptar la decisión de invertir en las Obligaciones Negociables. La Sociedad insta a los inversores a leer y examinar cuidadosamente este Prospecto en su totalidad, y en particular las secciones tituladas “Factores de Riesgo” y “Reseña y Perspectiva Operativa y Financiera” y los Estados financieros incluidos en el presente, para una comprensión más cabal de los negocios de la Sociedad.

Nuestra Compañía

Vista Argentina es una empresa argentina que se dedica a la exploración y producción de hidrocarburos y a la comercialización de petróleo, gas natural y GNL, con oficinas administrativas en Buenos Aires y Neuquén y una oficina de campo con personal técnico en la concesión Entre Lomas. Actualmente opera y es titular de (i) el 100% de los derechos de explotación de las concesiones Entre Lomas Neuquén, Entre Lomas Río Negro, Bajada del Palo Oeste, Bajada del Palo Este, Charco del Palenque y Jarilla Quemada, (ii) el 100% de los derechos de explotación de las concesiones 25 de Mayo-Medanito y JDM, (iii) el 55% de los derechos de explotación de Coirón Amargo Norte, (iv) el 90% del permiso de exploración Águila Mora, todas ellas en la cuenca Neuquina. Adicionalmente, Vista posee (i) un 10% de participación sin operación en la concesión no convencional Coirón Amargo Sur Oeste (“CASO”) (operada por O&G); (ii) una participación sin operación del 16,95% en la concesión de explotación de Sur Río Deseado Este (operada por Alianza Petrolera Argentina S.A. en la Cuenca del Golfo San Jorge, y (iii) en la Cuenca del Noroeste el 1,5% de participación sin operación en la concesión de explotación denominada “Acambuco” (operada por Pan American Energy L.L.C. (Sucursal Argentina)). Al 31 de marzo de 2019, Vista Argentina tenía aproximadamente 223 empleados directos y 2.000 empleados subcontratados disponibles para proveer servicios en nuestras operaciones, de los cuales aproximadamente 650 se dedicaban a la operación de sus concesiones en el día a día.

Vista Argentina es titular y operadora de activos de producción convencionales de alta calidad, bajo costo de operación y altos márgenes en Argentina. Bajo el mando de un Equipo de Administración de primera categoría a nivel mundial el gGupo busca generar sólidos retornos para sus accionistas aprovechando los excelentes activos convencionales que generan fuertes flujos de efectivo, el aumento del factor de recuperación de petróleo de dichos activos, que actualmente es inferior al factor de recuperación promedio del 15% observado en yacimientos análogos *on shore* con mecanismo de drenaje con solución de gas, como así también las formaciones de *shale* altamente prospectivas en nuestros aproximadamente 134.000 acres netos en Vaca Muerta.

Al 31 de marzo de 2019, éramos el sexto mayor productor de petróleo en el país, de acuerdo con la información de la Secretaría de Energía. Reportamos una producción diaria promedio de 25.310 boe/d para el periodo de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2019. A nivel consolidado, nos proponemos alcanzar una producción diaria promedio de aproximadamente 65.000 boe/d para 2022 mediante el desarrollo de nuestra extensión de acres de *shale*, lo cual equivale a una tasa compuesta de crecimiento promedio del 28% anual con respecto a la producción diaria promedio del Grupo de 25.693 boe/d para el período de tres meses finalizado el 31 de marzo del 2019. A la fecha de este Prospecto nuestra cartera de activos incluye participaciones en 13 bloques de hidrocarburos ubicados en el país. Somos operadores de 10 de estos bloques, los cuales representan el 99% de nuestra producción neta. Contamos con aproximadamente 525.000 acres netos y operamos el 96% de dicha superficie.

Al 31 de diciembre de 2018 contábamos con Reservas Probadas equivalentes a 57,6 MMboe, 94% de ellas ubicadas en yacimientos convencionales, y de las cuales aproximadamente el 60% consisten de petróleo. Hemos identificado más de 400 potenciales locaciones de alta rentabilidad dentro de la extensión de acreage de desarrollo en Vaca Muerta, que representan un inventario de perforación de 11 años aproximadamente, el cual planeamos incrementar, mediante la delineación adicional de nuestro acreage prospectivo, la evaluación de otros horizontes de navegación y reducción de distanciamiento entre pozos.

En nuestro primer año de operación logramos revertir seis años de declino en la producción de nuestros activos, con una tasa de crecimiento de la producción del 2,2% de trimestre a trimestre en el cuarto trimestre de 2018. Además, nuestra trayectoria de crecimiento de producción se aceleró en el primer trimestre de 2019, cuando nuestra producción creció 3,9% de trimestre a trimestre a nivel Grupo, impulsada por nuestro desarrollo no convencional de *shale* en Bajada del Palo Oeste y por la producción de México. Al final de marzo de 2019, produjimos más de 29.000 boe/d, en contraste con la producción de aproximadamente 25.000 boe/d correspondiente al final de febrero de 2019. Lo anterior sucedió como resultado de la reversión del declino de la

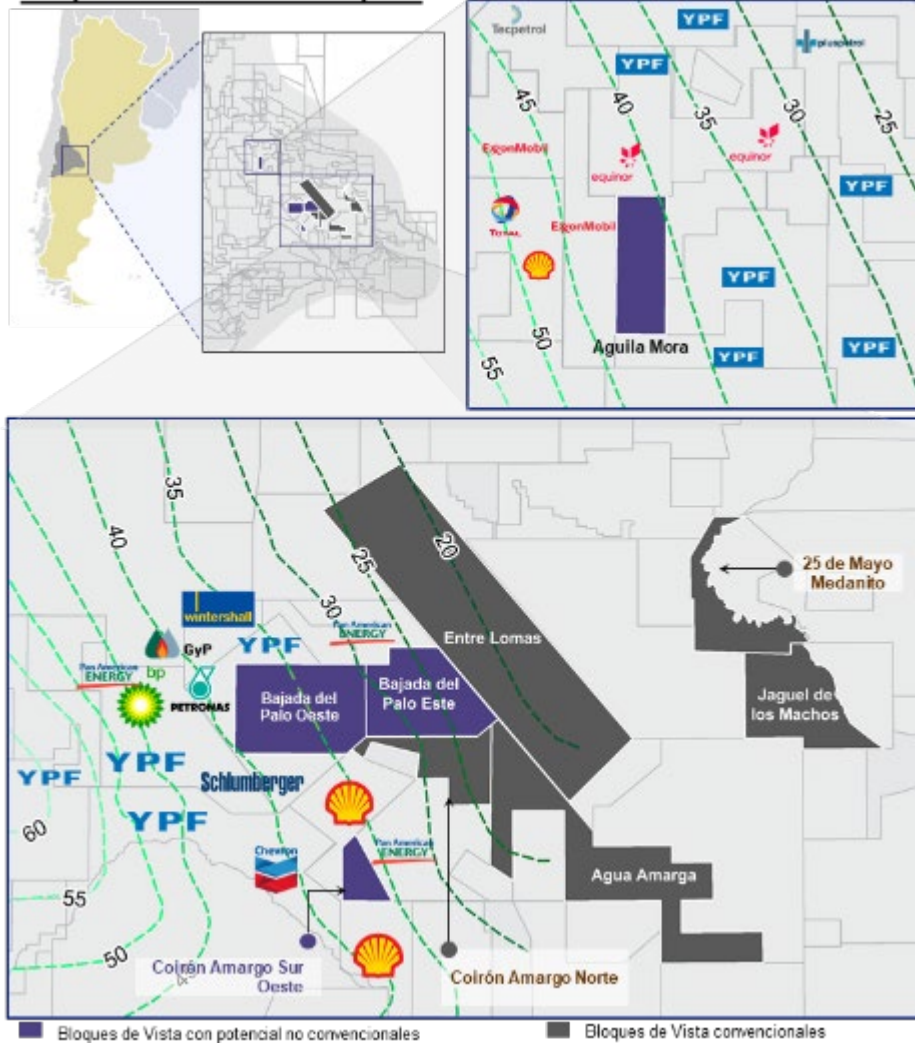
producción convencional, junto con los excelentes resultados de nuestro desarrollo no convencional. Nuestro primer pad de 4 pozos en Bajada del Palo Oeste fue completado a finales de febrero de 2019 y logró llevar nuestra producción de shale de cero a un pico de 6.500 boe/d a mediados de abril de 2019. Desde el comienzo de nuestras operaciones, hemos reducido significativamente los costos operativos y maximizado la productividad de nuestros activos con tecnología de punta, optimizando los contratos de servicio y con contratos de pago por desempeño y eficiencias en costos.

Durante 2019 esperamos perforar un total de 34 pozos operados, incluyendo 16 pozos a ser perforados y conectados en nuestros bloques convencionales y 18 pozos a ser perforados en Bajada del Palo Oeste en Vaca Muerta (12 de los cuales serán completados este año). Nuestra inversión estimada en perforación, completación y construcción de instalaciones relacionadas a la actividad durante el 2019 será de aproximadamente de US\$300 millones. Con dicha inversión esperamos (i) iniciar nuestro desarrollo sustentable de producción en Bajada del Palo Oeste, (ii) alcanzar una producción promedio diaria de 29.900 boe/d en 2019 y (iii) continuar construyendo infraestructura que nos permita lograr nuestro objetivo de producción promedio de 65.000 boe/d en 2022. Durante el segundo trimestre de 2019, la producción diaria promedio esperada para Vista Oil & Gas, S.A.B. de C.V. fue de aproximadamente 29.065 boe/d, de la cual el 99% fue producción reportada por Vista Argentina. El incremento significativo en la producción estuvo principalmente impulsado por nuestro desarrollo del shale en Vista Argentina, principalmente en Bajada del Palo Oeste, que se espera que contribuya con 5.130 boe/d de la producción diaria promedio durante el período de tres meses finalizado el 30 de junio de 2019.

Nuestro presupuesto de costos de operación para 2019 totaliza aproximadamente US\$143 millones (13,1 US\$/boe de costo unitario promedio de operación) y estimamos un EBITDA Ajustado a nivel Grupo de US\$225 millones para 2019, lo que representará un Margen de EBITDA ajustado estimado de 47%. Aproximadamente el 100% de los ingresos se generarán en Vista Argentina. La estimación del EBITDA ajustado implica riesgos e incertidumbres, muchos de las cuales están fuera de nuestro control.

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

Bloques en la cuenca Neuquina



Ventajas competitivas de Vista Argentina

Las principales ventajas competitivas de Vista Argentina se describen a continuación:

Activos convencionales de alto margen. Nuestros principales activos convencionales son las concesiones de explotación Entre Lomas, Jaguel de los Machos, 25 de Mayo-Medaño, Agua Amarga y Colrón Amargo Norte, y los activos no convencionales Bajada del Palo Oeste y Bajada del Palo Este, todos ellos ubicados en la Cuenca Neuquina. Nuestra producción diaria promedio correspondiente al período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2019 fue de 25.305 boe/d, de la cual el petróleo crudo representó el 59%, el gas natural el 39% y el GNL el 2%. Hemos reducido nuestro costo de operación promedio de US\$16,9 por boe durante el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2018 (información correspondiente a todos los activos adquiridos en nuestra Combinación Inicial de Negocios) a US\$12 por boe para el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2019, mediante el control de costos con un nuevo modelo de contratación y un enfoque basado en la absorción del crecimiento de la producción no convencional sobre la estructura de costos existente. El mantenimiento y la mejora de estos activos nos proporcionan flujos de caja de bajo riesgo y alto margen, lo cual nos permite financiar parcialmente el desarrollo de nuestros activos de *shale* en la formación Vaca Muerta con recursos propios.

Acreego de shale altamente prospectivo en Vaca Muerta. Tenemos derechos sobre aproximadamente 134.000 acres netos divididos en cuatro bloques en la formación de *shale* Vaca Muerta. Somos operadores de 3 de estos bloques, los cuales representan el 99% de nuestros acres netos de *shale*. Estos activos están rodeados por bloques en los que otros operadores ya han realizado pruebas piloto exitosas y ya se encuentran en etapa de desarrollo a escala, incluyendo los bloques Loma Campana, La Amarga Chica, El Orejano y Bandurria Sur, Cruz de Lorena y Sierras Blancas, los cuales contaron con una producción diaria promedio de petróleo de 60,5 Mbb/d en el primer trimestre de 2019 (la cual representó el 79% de la producción diaria promedio de petróleo en Vaca

Muerta para dicho período). Por lo tanto, en base a las pruebas piloto y desarrollo en las concesiones lindantes, consideramos que nuestra exposición a los riesgos geológicos y operativos es reducida. Además, la ubicación del bloque Bajada del Palo Oeste, en el que ya hemos completado nuestro primer pad de cuatro pozos en la formación Vaca Muerta como objetivo a finales de febrero de 2019, y el que llevó nuestra producción de shale de cero a un pico de 6.500 boe/d a mediados de abril de 2019, impulsada por un sólido rendimiento de los pozos individuales, es contigua a nuestras instalaciones de transporte y tratamiento convencionales existentes, las cuales cuentan con suficiente capacidad disponible para transportar, procesar y entregar al mercado nuestra producción inicial de *shale*, apoyando así nuestro objetivo de incremento de la producción y generación de flujos de caja. Dado que la mayor parte de los acres que operamos se encuentran en áreas cercanas, podremos aprovechar las sinergias generadas al compartir las instalaciones en superficie, equipos de perforación, contratos de prestación de servicios de terminación de pozos y servicios de operación y mantenimiento para reducir los costos de desarrollo y operación de nuestra producción de *shale*.

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

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

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

Equipo de Administración y personal experto con vasta experiencia. El Equipo de Administración y nuestro personal especializado cuenta con amplia experiencia en la ejecución de proyectos complejos alrededor del mundo. El Equipo de Administración del Grupo y nuestro personal especializado han jugado un papel fundamental en el desarrollo de la formación Vaca Muerta como plataforma de *shale* económicamente viable, habiendo perforado más de 500 pozos no convencionales e incrementado la producción de *shale* de cero a 50.000 boe/d en sus cargos desempeñados anteriormente. El equipo de Administración del Grupo cuenta con una experiencia significativa en el desarrollo de reservorios no convencionales y en la implementación de proyectos de recuperación secundaria y terciaria en campos maduros. Creemos que la experiencia del Equipo de Administración y nuestro personal técnico especializado serán un factor clave para el éxito en la explotación de la formación Vaca Muerta.

Nuestra estrategia de negocios

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

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

Enfoque en el desarrollo de nuestro acreage en Vaca Muerta. Al ser la única formación de shale de gran escala desarrollada comercialmente fuera de Norteamérica, Vaca Muerta ha atraído inversiones significativas por parte de empresas internacionales tales como Chevron, Shell, ExxonMobil, Total, Equinor, Petronas, Schlumberger, Dow, BP y CNOOC. Para nuestro acreage en Vaca Muerta, hemos definido un plan de desarrollo con foco en el crecimiento que incluye la perforación de aproximadamente 130 pozos horizontales en el bloque Bajada del Palo Oeste hasta 2022. Nuestro primer pad de cuatro pozos fue completado a finales de febrero de 2019 y llevó la producción de shale en Bajada del Palo Oeste de cero a un pico de 6.500 boe/d a mediados de abril, impulsada por el sólido rendimiento individual de cada pozo. La implementación del modelo de contratación de One Team Contracts (según dicho término se define más adelante), que alinea los intereses de los principales contratistas y de Vista detrás de los mismos objetivos, compartiendo métricas de desempeño y compensación, junto con la implementación de mejores prácticas en términos de logística, nos permitió lograr resultados de ejecución sobresalientes cuando se comparan con los de otros operadores de la cuenca. Creemos que este pad representa un evento fundacional para nosotros, destacando la pericia técnica de Vista, su foco en la eficiencia, la calidad de la infraestructura y su calidad de clase mundial como operador. A su vez, hemos terminado de perforar y completar nuestro segundo pad de 4 pozos en Bajada del Palo Oeste el cual ya fue conectado. Nuestro plan de desarrollo completo para el bloque Bajada del Palo Oeste, para el que se obtuvo una concesión de explotación no convencional por 35 años, incluye la perforación de más de 400 pozos horizontales con una longitud lateral de entre 2.500 metros y 3.000 metros utilizando tres equipos de perforación móviles (*walking rigs*). Además, hemos solicitado una concesión de explotación no convencional por 35 años en el bloque Águila Mora, misma que esperamos obtener durante julio de 2019 y donde esperamos comenzar a perforar en 2020. Más aún, en el bloque Bajada del Palo Este, para el que también obtuvimos una concesión de explotación no convencional, nos hemos comprometido con la Provincia del Neuquén a perforar y terminar cinco pozos horizontales para finales de 2021 que contribuirán a definir el plan de desarrollo completo del bloque.

Una posición de liderazgo como operador. Aspiramos a convertirnos en un operador líder en la formación no convencional Vaca Muerta consiguiendo los niveles de costos de desarrollo y operación más bajos, logrando el máximo valor para nuestros accionistas, alcanzando el máximo retorno de nuestra producción convencional mediante la continua reducción de nuestros costos operativos, y al sostener nuestros niveles de producción con recuperación primaria, secundaria y terciaria de forma rentable. Creemos que la experiencia y el conocimiento del equipo de administración del Grupo y nuestro equipo de profesionales especializado en Vaca Muerta mejorarán nuestra habilidad de reducir nuestros costos de desarrollo y operación a mayor velocidad que otras empresas que operan en esta formación. Hemos implementado un novedoso modelo de servicios en campo que nos permite maximizar la eficiencia y mejorar la rentabilidad, y tenemos la intención de seguir introduciendo innovaciones en nuestro modelo operativo. En Coirón Amargo Sur Oeste, nuestro primer pozo horizontal, CASO x-1, se encuentra en producción desde marzo de 2018. Perforado por nuestro socio, Shell, el pozo ha alcanzado una tasa IP30 de 902 bbl/d. A su vez, tres pozos adicionales en la concesión fueron completados en marzo del 2019 y comenzaron a operar en abril de 2019.

Como operadores, hemos terminado de perforar y completar nuestros primeros dos pads de 4 pozos en Bajada del Palo Oeste, aterrizados en la formación Vaca Muerta. El primer pad de 4 pozos fue conectado en febrero de 2019 y el segundo, el cual terminamos de perforar y completar en julio de 2019, también fue conectado y puesto en producción. En cada uno de estos pads de 4 pozos, aterrizamos dos pozos en el horizonte de navegación de La Cocina y dos en Orgánico, con una longitud promedio horizontal de la rama lateral de aproximadamente 8.366 pies horizontales (2.550 metros) en el primer pad y 6.946 pies horizontales (2.117 metros) en el segundo. Completamos cada pad con 10 clústers por etapa de fractura y 34 y 36 etapas de fractura promedio por pozo en el primer y segundo pad, respectivamente, con un espacio de fractura de 246 pies (75 metros) en el primer pad y 197 pies (60 metros) en el segundo. Durante la perforación y completación de nuestro segundo pad, logramos mejorar nuestra eficiencia de perforación aumentando nuestra velocidad de perforación a un promedio de 726 pies diarios, con respecto a un promedio de 477 pies diarios en nuestro primer pad. Adicionalmente, también mejoramos nuestra eficiencia de completación al aumentar nuestras etapas promedio de fracturas diarias a 7,6 con respecto a las 5,0

en nuestro primer pad, lo que representa un incremento del 52%. Como resultado, el costo de perforación y completación promedio por pozo se redujo de US\$13,8 millones a US\$12,6 millones, resultando en ahorros de aproximadamente 8,7%, los cuales fueron impulsados principalmente por la reducción en los costos por fractura desde US\$0,22 millones en el primer pad, a US\$0,20 millones en el segundo pad. Nuestro plan sigue un enfoque de desarrollo en cubos que se centra en maximizar la productividad de los pozos. Creemos que nuestro desempeño en la perforación y completación en nuestros dos primeros pads remarca nuestra capacidad como un operador de primera categoría.

Desde nuestro primer día de operaciones, hemos adoptado un enfoque sostenible para desarrollar nuestro acreage en Vaca Muerta, lo cual involucra soluciones a largo plazo que son clave para minimizar el costo de desarrollo y el impacto de nuestra operación en el medio ambiente. Instalamos 22 kilómetros de manguera flexible para transferir agua dulce de riego a nuestros tanques de agua temporales, y usamos cajas para transportar y almacenar el 100% del apuntalante en la locación, lo cual garantizó el suministro de agua y apuntalante durante la terminación de nuestro primer y segundo pad, lo que hubiera resultado en un mayor costo de completación. Esto nos evitó el uso de aproximadamente 7.500 viajes en camiones por pad. El uso de cajas de arena proporciona una operación más eficiente en costos y un ambiente más seguro para nuestro personal a través de una reducción significativa de polvillo de arena en el aire. También diseñamos nuestra primera planta de producción temprana con el fin de evitar la quema de gases y el transporte de líquidos por camiones.

Conservar nuestra flexibilidad financiera. Tenemos la intención de mantener un balance sólido, con bajo nivel de apalancamiento, mediante la generación de sólido flujo de caja de efectivo con bajo riesgo tanto de nuestros activos convencionales como de los no convencionales. Buscamos desarrollar nuestra extensión de acreage en Vaca Muerta a un ritmo que nos permita mantener una sana posición financiera. Al 31 de marzo de 2019, el Grupo a nivel consolidado acumuló en los últimos 12 meses, un flujo de caja generado por las actividades operativas de US\$150,3 millones de flujo y un flujo de caja acumulado por las actividades de inversión de US\$209 millones. La deuda financiera era de US\$335 millones, el saldo de efectivo y equivalentes de US\$88 millones, lo que representaba un indicador de apalancamiento bruto de 1.8x y un indicador de apalancamiento neto de 1.3x.

Búsqueda de oportunidades de crecimiento rentables. Creemos podrían existir oportunidades para adquirir activos que nos permitan crecer en el sector de exploración y producción en el país, el cual es rico en recursos. El Equipo de Administración del Grupo tiene experiencia operativa y directiva relevante en Argentina y en toda América Latina y posee todas las aptitudes necesarias para identificar atractivas oportunidades de crecimiento para Vista Argentina.

Estructura Corporativa

Antecedentes

Vista Oil & Gas, S.A.B. de C.V., sociedad controlante de Vista Argentina, fue constituida en México el 22 de marzo de 2017.

La Combinación Inicial de Negocios

El 4 de abril del 2018, Vista Oil & Gas, S.A.B. de C.V. llevó a cabo la Combinación Inicial de Negocios. El término “Combinación Inicial de Negocios” se refiere a las siguientes operaciones:

- 1) La adquisición a Pampa Energía S.A. de:
 - a) el 58,88% del capital social de PELS A, una empresa argentina que poseía el 73,15% de la participación directa con operación en las “Concesiones EL-AA-BP”;
 - b) el 3,85% del interés que Pampa poseía en las Concesiones EL-AA-BP; y
 - c) por parte de PELS A del 100% del porcentaje de participación que Pampa poseía sobre las concesiones de explotación 25 Mayo-Medanito SE y Jagüel de los Machos, ubicadas en la Provincia de Río Negro.
- 2) La adquisición a Pluspetrol Resources Corporation de:
 - a) el 100% del capital social de APCO International; y
 - b) el 5% del capital social de APCO Argentina.

Al momento de la Combinación Inicial de Negocios (es decir, el 4 de abril de 2018), APCO International tenía (a) el 39,22% del capital social de PELSAs; (b) el 95% del capital social de APCO Argentina; y (c) a través de APCO Sucursal Argentina, las siguientes participaciones:

- 1) el 23% en cada una de las Concesiones EL-AA-BP operadas por PELSAs;
- 2) la participación sin operación del 45% en un bloque de evaluación en la Cuenca Neuquina en la Provincia del Neuquén, denominado "Coirón Amargo Sur Oeste";
- 3) la participación operativa del 55% en una concesión de explotación en la Cuenca Neuquina en la Provincia del Neuquén, denominada "Coirón Amargo Norte";
- 4) la participación sin operación del 1,5% en una concesión de explotación en la Cuenca del Noroeste en la Provincia de Salta, denominada "Acambuco";
- 5) la participación sin operación del 16,95% en una concesión de explotación en la Cuenca del Golfo San Jorge en la Provincia de Santa Cruz, denominada "Sur Río Deseado Este"; y
- 6) la participación sin operación del 44% en un acuerdo de exploración relacionado con el bloque "Sur Río Deseado Este".

Al momento de la Combinación Inicial de Negocios, APCO Argentina tenía una participación del 1,58% en PELSAs, misma que, junto con (a) la participación del 39,22% en PELSAs que poseía a través de APCO International, (b) la participación del 58,88% que poseía directamente la Compañía, tal como se describe en el punto (i)(a) anterior, y (c) el 0,32% del capital social adquirido directamente el 25 de abril de 2018 por Vista Oil & Gas Holding I S.A. de C.V. de los accionistas minoritarios de PELSAs, suma el 100% del capital social de PELSAs.

Redomiciliación de APCO International de las Islas Cayman a Argentina

El 31 de octubre de 2018, la Inspección General de Justicia registró la cancelación de Apco Oil & Gas International Inc., sucursal en Argentina de Apco Oil & Gas International Inc. (sociedad constituida en las Islas Caimán), con motivo de la decisión de Apco Oil & Gas International Inc. (Islas Caimán) de discontinuar su actividad en su lugar de constitución, y adecuarse a la Ley General de Sociedad No. 19.550 de la República Argentina. En consecuencia, las actividades de Apco Oil & Gas International Inc. en Argentina continuaron siendo desarrolladas en cabeza de Apco Oil & Gas S.A.U., sociedad debidamente inscripta ante la IGJ.

Apco Oil & Gas S.A.U. mantuvo los mismos derechos y obligaciones que tenía Apco Oil & Gas International Inc. hasta ser absorbida por Vista Argentina.

Adquisición de Águila Mora

El 22 de agosto de 2018, APCO Sucursal Argentina celebró un convenio de cesión de derechos con O&G Developments Ltd. S.A., una empresa subsidiaria de Shell (el "Convenio de Intercambio de Derechos en Águila Mora"), en virtud del cual (i) APCO Sucursal Argentina cedió a O&G una participación no operada del 35% en los derechos sobre el bloque CASO, y (ii) O&G cedió a APCO Sucursal Argentina una participación operada del 90% en los derechos sobre el bloque Águila Mora y, a su vez, O&G se comprometió a invertir US\$10 millones en la mejora de su infraestructura actual de abastecimiento de agua y a prestar servicios desde dicha infraestructura a nuestras operaciones en el bloque Bajada del Palo. El 30 de noviembre de 2018, la Provincia del Neuquén aprobó la cesión del 90% de los derechos sobre el bloque Águila Mora a APCO Sucursal Argentina y la cesión del 35% en los derechos sobre el bloque CASO a favor de O&G. Como resultado de esta transacción, conservamos el 10% de los derechos sobre CASO y somos titulares y operadores del 90% del porcentaje de participación sobre la UT denominada "Águila Mora". Para mayor información véase la sección "Concesiones".

Fusión

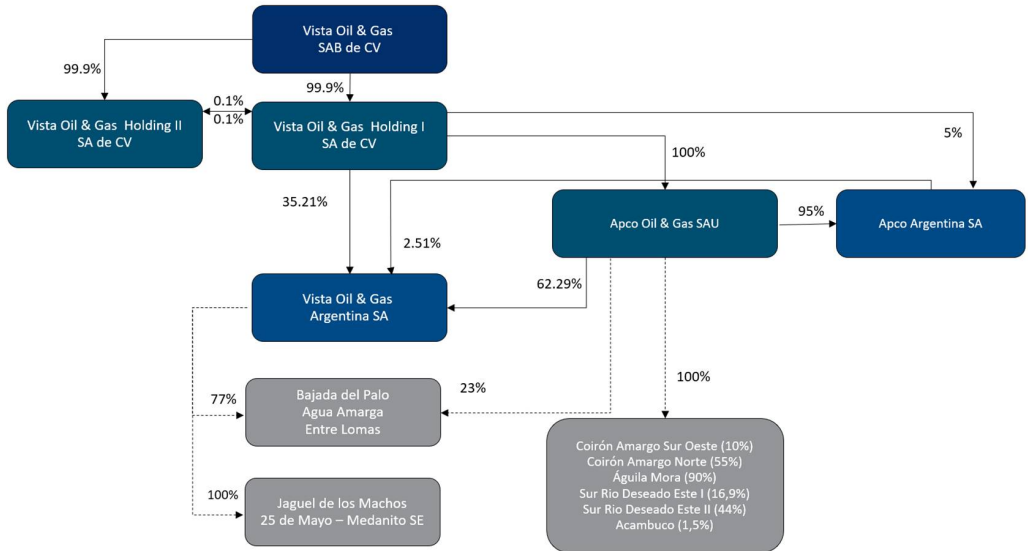
El proceso de fusión por el cual Vista Oil & Gas Argentina absorbió a Apco Oil & Gas S.A.U. y a Apco Argentina S.A. (ambas conjuntamente las "Sociedades Absorbidas"), con fecha efectiva a partir del 1 de enero de 2019, ha sido debidamente inscripto ante la Inspección General de Justicia con fecha 2 de julio de 2019 (la "Fusión").

Con motivo de la Fusión inscripta, Vista Oil & Gas Argentina ha modificado su tipo societario de sociedad anónima (SA) a sociedad anónima unipersonal (S.A.U.), y en su carácter de sociedad absorbente y continuadora de las Sociedades Absorbidas, adquirió la plena explotación y administración de los negocios y actividades de éstas últimas, la que fueron disueltas sin liquidarse, asumiendo asimismo los activos y pasivos de las mismas.

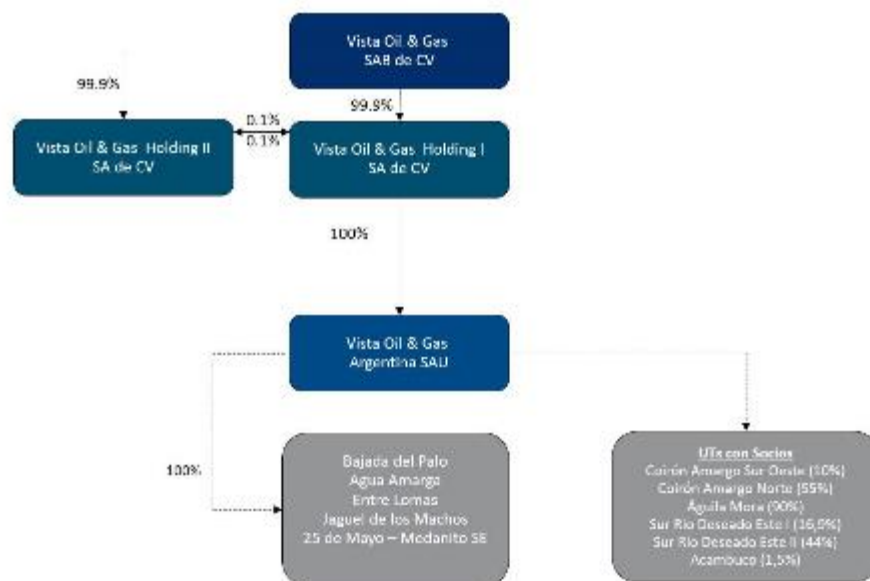
Por lo tanto, a partir del 2 de julio de 2019, Vista Oil & Gas Argentina S.A.U. resulta ser la continuadora de Apco Oil & Gas S.A.U. y de Apco Argentina SA, y en consecuencia Vista Oil & Gas Argentina S.A.U. resulta ser la titular de las participaciones que Apco Oil & Gas S.A.U. tenía en las uniones transitorias sobre las áreas Coirón Amargo Sur Oeste (10%), Coirón Amargo Norte (55%) y Águila Mora (90%) y sobre las concesiones de explotación sobre las áreas Entre Lomas (23%), Bajada del Palo Oeste (23%), Bajada del Palo Este (23%) y Agua Amarga (23%). La Sociedad ha iniciado los trámites internos para proceder a cancelar dichas uniones transitorias ante la Inspección General de Justicia y el Registro Público de Neuquen, con motivo de la confusión de los socios a partir de la inscripción de la Fusión.

Asimismo, como resultado de la Fusión, Vista Oil & Gas Argentina asume como operador de las áreas Coirón Amargo Norte y Águila Mora, ambas ubicadas en la Provincia del Neuquén.

El siguiente diagrama muestra la estructura societaria de la Sociedad previo a la Fusión y la participación de cada una de las afiliadas de la Sociedad en las diferentes concesiones de explotación:



El siguiente diagrama muestra la estructura societaria de la Sociedad, ilustrando los efectos de la Fusión, y los porcentajes de participación en las diferentes concesiones de explotación en el país:



Hechos Recientes

Acuerdo de Inversión en Midstream

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

Para mayor información sobre Aleph Midstream, véase “*Acuerdo Midstream*”.

Potencial financiamiento con OPIC

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

Información de contacto

El domicilio legal de la Sociedad es Ingeniero Enrique Butty 275, Piso 11, Ciudad Autónoma de Buenos Aires, Argentina. Su número de teléfono es +54 (11) 3754-8558, y su correo electrónico es ir@vistaoilandgas.com. El sitio web del grupo es <http://www.vistaoilandgas.com/>. La información publicada en el sitio web de la Sociedad o conectada a la misma no forma parte de este Prospecto.

RESUMEN DE LOS TÉRMINOS Y CONDICIONES DE LOS TÍTULOS

Los términos y condiciones aplicables a cada Clase y/o Serie de Títulos en particular constarán en el Suplemento de Prospecto correspondiente, en el cual se podrán completar o ampliar, respecto de dicha Clase y/o Serie en particular, los términos y condiciones generales de los Títulos que se incluyen en el siguiente texto (las “**Condiciones**”) y que se aplicarán a cada Clase y/o Serie de Títulos.

Emisora	Vista Argentina
Monto Inicial del Programa	US\$800.000.000, o su equivalente en otras monedas (y/o unidades de valor) en circulación en cualquier momento, determinado al momento de emitirse cada Clase y/o Serie, pudiendo re-emitirse las sucesivas Clases y/o Series que se amorticen.
Duración del Programa	El plazo de duración del Programa será de 5 años contados desde la fecha de la autorización de oferta pública otorgada por la CNV y sus renovaciones. Dentro de dicho plazo podrán emitirse Obligaciones Negociables con posibilidad de reemitir las Clases y/o Series que se amorticen hasta el valor total máximo en circulación permitido.
Clases y/o Series	Los Obligaciones Negociables serán emitidos en Clases. Cada Clase podrá estar subdividida a su vez en una o más Series emitidas en distintas fechas. Dentro de cada Clase, la Emisora podrá emitir distintas Series de Obligaciones Negociables, sujeto a términos y condiciones idénticos a los de las demás Series de dicha Clase, salvo la fecha de emisión, el precio de emisión, las leyendas de circulación restringida, en su caso, y la fecha de pago de intereses inicial. La Emisora determinará los términos específicos de cada Clase y/o Serie en un Suplemento de Precio que suplementan estos términos y condiciones (los “ Términos y Condiciones ”). Podrán reemitirse nuevas Clases y/o Series que se amorticen dentro de los plazos previstos en este Programa, siempre que el monto de capital de las Clases y/o Series que se encuentren en circulación dentro del Programa no supere el monto total máximo de US\$ 800.000.000 o su equivalente en otras monedas (y/o unidades de valor).
Garantía	Las Obligaciones Negociables se podrán emitir con garantía flotante, especial o común, en los términos del Artículo 3 de la Ley de Obligaciones Negociables, de acuerdo con lo que sobre el particular indique el Suplemento de Precio correspondiente a una Clase y/o Serie.
Factores de Riesgo	La inversión en las Obligaciones Negociables emitidos bajo el Programa involucra la asunción de determinados riesgos. Los principales factores de riesgo que pudieran afectar la capacidad de la Emisora se consideran bajo la sección “ <i>Factores de Riesgo</i> ” del presente.
Organizador	La Emisora podrá designar uno o más organizadores en relación con una Clase y/o Serie de Obligaciones Negociables que se emita bajo el Programa, de acuerdo con lo que sobre el particular indique el Suplemento de Precio correspondiente a una Clase y/o Serie.
Fiduciario	De acuerdo con lo que sobre el particular indique el Suplemento de Precio correspondiente a una Clase y/o Serie, se podrá designar un fiduciario, <i>trustee</i> o figura similar que represente los intereses colectivos de los tenedores de las Obligaciones Negociables de dicha Clase y/o Serie (los “ Tenedores ”), y que tendrá aquellos derechos y obligaciones que surjan del contrato de fideicomiso o “ <i>indenture</i> ” respectivo.

Agente de Registro y/o de Pago	La Emisora podrá designar a un agente de registro y/o de pago de las Obligaciones Negociables de acuerdo con lo que indique el Suplemento de Precio de la Clase y/o Serie respectiva.
Agentes Colocadores	La Emisora podrá designar uno o más agentes colocadores y subcolocadores de las Obligaciones Negociables que se emitan bajo una Clase y/o Serie bajo el Programa, los que podrán ser entidades locales o extranjeras, de acuerdo con lo que sobre el particular indique el Suplemento de Precio correspondiente a una Clase y/o Serie.
Listado, Negociación y Oferta	<p>De acuerdo con lo que resuelva la Emisora solicitará el listado y la negociación de las Obligaciones Negociables en mercados de valores locales autorizados por la CNV. Asimismo, las Obligaciones Negociables podrán ser listadas y/o negociarse en bolsas o mercados extranjeros, todo ello con sujeción a todas las leyes y reglamentaciones locales y extranjeras que resultaren de aplicación a tales efectos.</p> <p>Cada Clase y/o Serie de Obligaciones Negociables que se emitan en el marco del Programa podrá ser colocada utilizando el mecanismo de colocación que se determine en el Suplemento de Precio respectivo, de conformidad con lo dispuesto por la Ley de Mercado de Capitales, la Ley de Obligaciones Negociables y las Normas de la CNV y cualquier otra norma que las modifique o complemente.</p>
Sistemas de compensación	Caja de Valores S.A. (“ <u>CVSA</u> ”) y/o Euroclear y/o Clearstream y/o Depositary Trust Company y/o Luxemburgo y/o, con relación a cualquier Clase y/o Serie de Obligaciones Negociables, cualquier otra entidad reconocida por la CNV, según se especifique en el Suplemento de Precio respectivo.
Forma de las Obligaciones Negociables. Título Ejecutivo	<p>Las Obligaciones Negociables de cada Clase y/o Serie podrán estar representadas por títulos nominativos no endosables cartulares, o ser emitidas en forma escritural, o en certificados globales, de acuerdo al artículo 31 de la Ley de Obligaciones Negociables (las “<u>Obligaciones Negociables Nominativas</u>”). Las Obligaciones Negociables representadas en títulos globales o emitidas en forma escritural podrán ser depositadas y/o registradas en sistemas de depósito colectivo aceptados por la CNV. Véase “<i>De la Oferta y Negociación – Forma</i>” en el presente Prospecto.</p> <p>Las Obligaciones Negociables podrán ser emitidas en forma de títulos globales provisorios (las “<u>Obligaciones Negociables Provisorias</u>”) canjeables por títulos definitivos globales o individuales (las “<u>Obligaciones Negociables Definitivas</u>”) en las denominaciones permitidas de conformidad con el presente Prospecto y según se determine en el Suplemento de Precio aplicable.</p> <p>De acuerdo a lo dispuesto por la Ley N° 24.587 de Nominatividad de los Títulos Valores Privados, vigente desde el 22 de noviembre de 1995, y su decreto reglamentario N° 259/96, a las emisoras argentinas no se les permite la emisión de valores negociables al portador o transferibles mediante endoso. Sin embargo, de acuerdo a lo dispuesto por dicha normativa, en el caso de títulos valores representativos de deuda o asimilables a ellos, con oferta pública autorizada, se considerará cumplido el requisito de la nominatividad cuando se encuentren representados en certificados globales o parciales, inscriptos o depositados en regímenes de depósito colectivo nacionales o extranjeros, reconocidos por la CNV, a cuyo fin se considerarán definitivos, negociables y divisibles. A través de las Normas de la CNV, CVSA, el Banco Euroclear, SA/NV, Clearstream Banking, Société Anonyme, The Depositary Trust Company (DTC) y SEGA-Schweizerische Effekten Giro A.G. - Swiss Securities Clearing Corporation, fueron autorizados como entidades de depósito colectivo a dichos fines. En tal</p>

sentido, mientras se encuentren vigentes dichas normativas, la Emisora sólo emitirá Obligaciones Negociables bajo el Programa en un todo de acuerdo con las mismas. Asimismo, la Emisora causará que los Obligaciones Negociables cumplan con el artículo 7 de la Ley de Obligaciones Negociables.

De acuerdo con lo previsto por el artículo 29 de la Ley de Obligaciones Negociables, los títulos representativos de las Obligaciones Negociables otorgan acción ejecutiva a sus tenedores para reclamar el capital e intereses impagos bajo las Obligaciones Negociables. De conformidad con lo previsto por el artículo 129 inciso (e) de la Ley de Mercado de Capitales, se podrán expedir comprobantes del saldo de cuenta a efectos de legitimar al titular para reclamar judicialmente, o ante jurisdicción arbitral en su caso, incluso mediante acción ejecutiva si correspondiere. Por otra parte, se podrán expedir comprobantes de los valores representados en certificados globales a favor de las personas que tengan una participación en los mismos, a los efectos y con el alcance antes indicado. Los comprobantes podrán ser emitidos por la entidad del país o del exterior que administre el sistema de depósito colectivo en el cual se encuentren inscriptos los certificados globales. Cuando entidades administradoras de sistemas de depósito colectivo tengan participaciones en certificados globales inscriptos en sistemas de depósito colectivo administrados por otra entidad, los comprobantes podrán ser emitidos directamente por las primeras.

Monedas

Las Obligaciones Negociables podrán estar denominadas en cualquier moneda según especifique en los Suplementos de Precio correspondientes a cada clase y/o serie de Obligaciones Negociables, incluyendo sin limitación en Unidades de Vivienda reguladas por la Ley N° 27.271 (“UVI”) o en Unidades de Valor Adquisitivo reguladas por la Ley N° 25.827 y el Decreto de Necesidad y Urgencia N°146/2017 del Poder Ejecutivo Nacional (“UVA”), y/o en toda otra unidad monetaria de valor que se determine y sea autorizada por la CNV. Adicionalmente, podrán emitirse Obligaciones Negociables con su capital e intereses pagaderos en una o más monedas distintas de la moneda en que se denominan, con el alcance permitido por la ley aplicable;

Rango de las Obligaciones Negociables

Las Obligaciones Negociables constituirán obligaciones negociables bajo la Ley de Obligaciones Negociables. Las Obligaciones Negociables podrán ser emitidas con carácter subordinado o no subordinado. Las Obligaciones Negociables no subordinados constituirán, sujeto a las leyes argentinas aplicables, obligaciones directas, generales e incondicionales de la Emisora, teniendo en todo momento el mismo grado de privilegio entre sí y al menos el mismo grado de privilegio que todas las demás obligaciones no garantizadas presentes o futuras de la Emisora, salvo respecto de ciertas obligaciones a las que las leyes argentinas le otorgan tratamiento preferencial y a excepción de las Obligaciones Negociables que se emitan con garantía especial, fija o flotante. Las Obligaciones Negociables subordinados serán emitidas bajo los términos y condiciones de subordinación que se especifiquen en el Suplemento de Precio respectivo.

Rango de la Garantía

En el caso en que las Obligaciones Negociables se encuentren garantizadas, el rango de la garantía se fijará en el Suplemento de Precio correspondiente a la Clase y/o Serie particular.

Precio de Emisión

Las Obligaciones Negociables podrán ser emitidas a cualquier precio e incluso a la par o con descuento, según se especifique en el Suplemento de Precio correspondiente.

Amortización	Las Obligaciones Negociables podrán ser amortizadas en cualquier plazo no inferior al plazo mínimo ni superior al plazo máximo que establezcan las regulaciones de la CNV y/o cualquier otra normativa aplicable a la Emisora.
Rescate	Las Obligaciones Negociables podrán ser rescatadas a la par o a cualquier otro Monto de Rescate (detallado en una fórmula, índice u otro) según se especifique en el Suplemento de Precio respectivo. Las Obligaciones Negociables podrán ser rescatadas en dos o más cuotas en las fechas y forma especificadas en el Suplemento de Precio respectivo.
Rescate Opcional	Las Obligaciones Negociables podrán ser rescatadas antes de su vencimiento estipulado a opción de la Emisora (en todo o en parte) y/o de los Tenedores de Obligaciones Negociables (si fuere el caso) según se indique en el Suplemento de Precio respectivo.
Rescate Parcial	Las Obligaciones Negociables podrán ser rescatados en forma parcial de acuerdo con lo previsto en la Sección <i>“De la Oferta y Negociación – Rescate a opción de la Sociedad”</i> , a <i>pro rata</i> del importe del capital de las tenencias, sujeto al cumplimiento de las leyes aplicables y a los requerimientos del mercado en donde coticen las Obligaciones Negociables.
Rescate por razones impositivas	Con excepción de lo descripto en el párrafo <i>“Rescate Opcional”</i> precedente, el rescate anticipado sólo será permitido por razones impositivas, según se describe en la Sección <i>“De la Oferta y Negociación – Rescate anticipado por razones impositivas”</i> .
Intereses	Las Obligaciones Negociables podrán devengar intereses o no. Los intereses (si fuere el caso) podrán devengarse a una tasa fija o a tasa variable, o a una tasa ajustable en función de la evolución de activos financieros, acciones, opciones de cualquier tipo y naturaleza u otros activos, inversiones e índices, sujeto a lo que las normas aplicables permitan, de acuerdo con lo que indique el Suplemento de Precio respectivo.
Denominaciones	Las Obligaciones Negociables serán emitidos en las denominaciones que se especifiquen en el Suplemento de Precio respectivo, sujeto al cumplimiento de todos los requerimientos legales y regulatorios.
Calificaciones	La Emisora ha optado por no calificar el Programa. La Emisora podrá optar por calificar cada una de las Clases o Series de Obligaciones Negociables a emitirse bajo el Programa, conforme lo determine en cada oportunidad en el respectivo Suplemento de Precio
Compromisos	La Emisora ha asumido ciertos compromisos según se describe en la Sección <i>“De la Oferta y Negociación – Compromisos generales de la Sociedad”</i> del presente Prospecto.
Incumplimiento de otras obligaciones	Las Obligaciones Negociables se encontrarán sujetos al cumplimiento de otras obligaciones por parte de la Emisora, según se describe en la Sección <i>“De la Oferta y Negociación – Eventos de Incumplimiento”</i> del presente Prospecto.
Impuestos	Todos los pagos con relación a las Obligaciones Negociables se efectuarán libres de toda retención por impuestos u otros tributos, de Argentina, salvo que dicha retención sea requerida por ley. En tal caso, la Emisora deberá (de acuerdo a lo establecido en la Sección <i>“De la Oferta y Negociación – Impuestos”</i> del presente Prospecto) pagar dichos montos adicionales de modo que los Tenedores de Obligaciones Negociables reciban los montos que correspondieran como si las referidas retenciones no hubieren sido realizadas.

Ley Aplicable

La ley argentina resultará de exclusiva aplicación a las Obligaciones Negociables y a todas las obligaciones de la Emisora y los derechos de los tenedores en relación con cualquier emisión de Obligaciones Negociables bajo el Programa. En particular, la Ley de Obligaciones Negociables resultará aplicable con relación a los requisitos necesarios para que las Obligaciones Negociables califiquen como tales bajo dicha ley. Por su parte, la Ley General de Sociedades y demás normativa argentina aplicable - incluyendo pero no limitado a la Ley de Mercado de Capitales, la Ley de Obligaciones Negociables y a las Normas de la CNV- resultarán de aplicación con relación a la capacidad de la Emisora para emitir y colocar las Obligaciones Negociables, a los requisitos para que dichos títulos califiquen como Obligaciones Negociables, a las cuestiones relativas a la celebración de las asambleas de Tenedores y a la autorización para la oferta pública de las Obligaciones Negociables por parte de la CNV.

Asimismo, los términos y condiciones de una Clase y/o Serie de Obligaciones Negociables podrán regirse por las leyes del Estado de Nueva York, Estados Unidos de Norteamérica o por la ley de cualquier otra jurisdicción, según se especifique en el Suplemento de Precio correspondiente, y en cada contrato de fideicomiso (indenture) que se celebre de acuerdo con la estructura específica de la transacción de que se trate, con excepción de las cuestiones relacionadas con los requisitos necesarios para que las Obligaciones Negociables y las cuestiones relativas a los requisitos legales necesarios para que las Obligaciones Negociables califiquen como tales de conformidad con la Ley de Obligaciones Negociables, así como aquellas cuestiones relacionadas con la autorización de oferta pública de las mismas y aquellas relativas a las asambleas, las cuales se regirán por la legislación argentina.

Jurisdicción

Según se indica en la Sección “*De la Oferta y Negociación – Ley aplicable. Consentimiento a la jurisdicción*” del presente Prospecto, los Tribunales Ordinarios en lo Comercial con asiento en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires tendrán jurisdicción para dirimir cualquier controversia originada en, o con relación a, los Obligaciones Negociables. Sin perjuicio de ello, en virtud de lo previsto por el Artículo 46 de la Ley de Mercado de Capitales y según se indica en dicha Sección, los Tenedores de Obligaciones Negociables podrán someter cualquier Controversia por ante el Tribunal de Arbitraje de la BCBA. Asimismo, las controversias que se originen con relación a las Clases y/o Series de Obligaciones Negociables podrán supeditarse por la jurisdicción del Estado de Nueva York, Estados Unidos de Norteamérica u otra jurisdicción, según se especifique en el Suplemento de Precio correspondiente, y en cada contrato de fideicomiso (indenture) que se celebre.

Restricciones a la Venta

Las restricciones a la venta de una determinada Clase y/o Serie de Obligaciones Negociables, de existir, se especificarán en el Suplemento de Precio relativo a la Clase y/o Serie particular respecto de la cual existiera tal restricción.

PARTE A

INFORMACIÓN DEL EMISOR

a) Reseña histórica

Nuestra Compañía

Vista Argentina es una empresa argentina que se dedica a la exploración y producción de hidrocarburos y a la comercialización de petróleo, gas natural y GNL, con oficinas administrativas en Buenos Aires y Neuquén y una oficina de campo con personal técnico en la concesión Entre Lomas. Actualmente opera y es titular de (i) el 100% de los derechos de explotación de las concesiones Entre Lomas Neuquén, Entre Lomas Río Negro, Bajada del Palo Oeste, Bajada del Palo Este, Charco del Palenque y Jarilla Quemada, (ii) el 100% de los derechos de explotación de las concesiones 25 de Mayo-Medanito y JDM, (iii) el 55% de los derechos de explotación de Coirón Amargo Norte, (iv) el 90% del permiso de exploración Águila Mora, todas ellas en la cuenca Neuquina. Adicionalmente, Vista posee (i) un 10% de participación sin operación en la concesión no convencional Coirón Amargo Sur Oeste (“CASO”) (operada por O&G); (ii) una participación sin operación del 16,95% en la concesión de explotación de Sur Río Deseado Este (operada por Alianza Petrolera Argentina S.A. en la Cuenca del Golfo San Jorge, y (iii) en la Cuenca del Noroeste el 1,5% de participación sin operación en la concesión de explotación denominada “Acambuco” (operada por Pan American Energy L.L.C. (Sucursal Argentina)). Al 31 de marzo de 2019, Vista Argentina tenía aproximadamente 223 empleados directos y 2.000 empleados subcontratados disponibles para proveer servicios en nuestras operaciones, de los cuales aproximadamente 650 se dedicaban a la operación de sus concesiones en el día a día.

Vista Argentina es titular y operadora de activos de producción convencionales de alta calidad, bajo costo de operación y altos márgenes en Argentina. Bajo el mando de un Equipo de Administración de primera categoría a nivel mundial el grupo busca generar sólidos retornos para sus accionistas aprovechando los excelentes activos convencionales que generan fuertes flujos de efectivo, el aumento del factor de recuperación de petróleo de dichos activos, que actualmente es inferior al factor de recuperación promedio del 15% observado en yacimientos análogos *on shore* con mecanismo de drenaje con solución de gas, como así también las formaciones de *shale* altamente prospectivas en nuestros aproximadamente 134.000 acres netos en Vaca Muerta.

Al 31 de marzo de 2019, éramos el sexto mayor productor de petróleo en el país, de acuerdo con la información de la Secretaría de Energía. Reportamos una producción diaria promedio de 25.310 boe/d para el periodo de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2019. A nivel consolidado, nos proponemos alcanzar una producción diaria promedio de aproximadamente 65.000 boe/d para 2022 mediante el desarrollo de nuestra extensión de acres de *shale*, lo cual equivale a una tasa compuesta de crecimiento promedio del 28% anual con respecto a la producción diaria promedio del Grupo de 25.693 boe/d para el período de tres meses finalizado el 31 de marzo del 2019. A la fecha de este Prospecto nuestra cartera de activos incluye participaciones en 13 bloques de hidrocarburos ubicados en el país. Somos operadores de 10 de estos bloques, los cuales representan el 99% de nuestra producción neta. Contamos con aproximadamente 525.000 acres netos y operamos el 96% de dicha superficie.

Al 31 de diciembre de 2018 contábamos con Reservas Probadas equivalentes a 57,6 MMboe, 94% de ellas ubicadas en yacimientos convencionales, y de las cuales aproximadamente el 60% consisten de petróleo. Hemos identificado más de 400 potenciales locaciones de alta rentabilidad dentro de la extensión de acreage de desarrollo en Vaca Muerta, que representan un inventario de perforación de 11 años aproximadamente, el cual planeamos incrementar, mediante la delineación adicional de nuestro acreage prospectivo, la evaluación de otros horizontes de navegación y reducción de distanciamiento entre pozos.

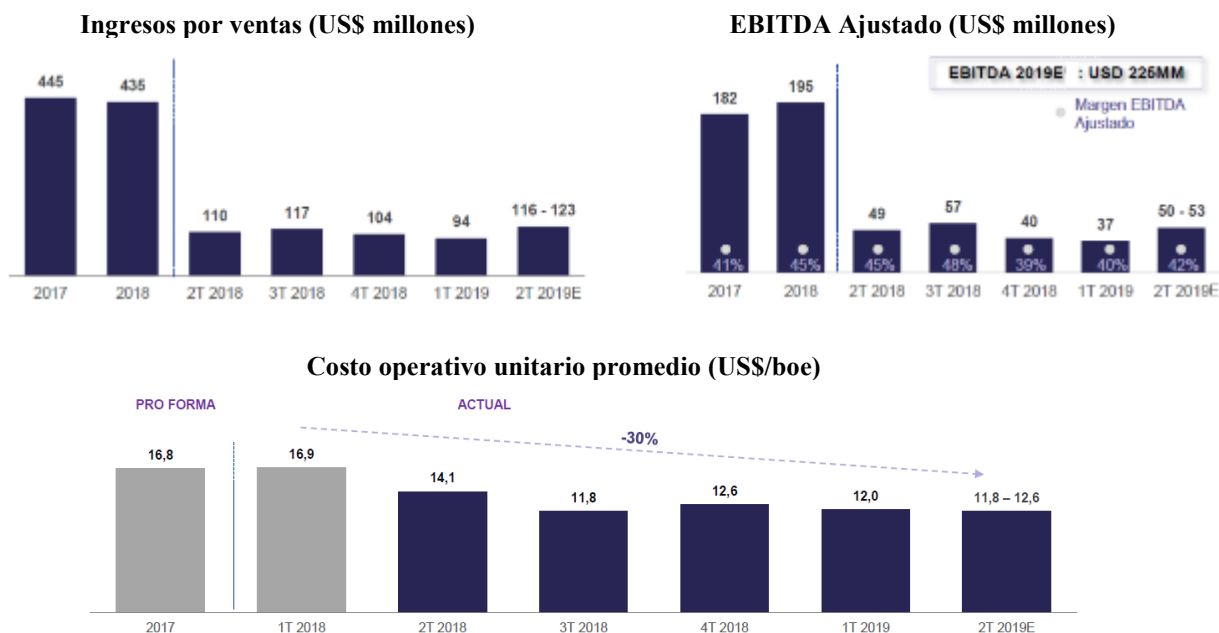
En nuestro primer año de operación logramos revertir seis años de declino en la producción de nuestros activos, con una tasa de crecimiento de la producción del 2,2% de trimestre a trimestre en el cuarto trimestre de 2018. Además, nuestra trayectoria de crecimiento de producción se aceleró en el primer trimestre de 2019, cuando nuestra producción creció 3,9% de trimestre a trimestre a nivel Grupo, impulsada por nuestro desarrollo no convencional de *shale* en Bajada del Palo Oeste y por la producción de México. Al final de marzo de 2019, produjimos más de 29.000 boe/d, en contraste con la producción de aproximadamente 25.000 boe/d correspondiente al final de febrero de 2019. Lo anterior sucedió como resultado de la reversión del declino de la producción convencional, junto con los excelentes resultados de nuestro desarrollo no convencional. Nuestro primer pad de 4 pozos en Bajada del Palo Oeste fue completado a finales de febrero de 2019 y logró llevar nuestra producción de *shale* de cero a un pico de 6.500 boe/d a mediados de abril de 2019. Desde el comienzo de nuestras

operaciones, hemos reducido significativamente los costos operativos y maximizado la productividad de nuestros activos con tecnología de punta, optimizando los contratos de servicio y con contratos de pago por desempeño y eficiencias en costos.

Durante 2019 esperamos perforar un total de 34 pozos operados, incluyendo 16 pozos a ser perforados y conectados en nuestros bloques convencionales y 18 pozos a ser perforados en Bajada del Palo Oeste en Vaca Muerta (12 de los cuales serán completados este año). Nuestra inversión estimada en perforación, completación y construcción de instalaciones relacionadas a la actividad durante el 2019 será de aproximadamente de US\$300 millones. Con dicha inversión esperamos (i) iniciar nuestro desarrollo sustentable de producción en Bajada del Palo Oeste, (ii) alcanzar una producción promedio diaria de 29.900 boe/d en 2019 y (iii) continuar construyendo infraestructura que nos permita lograr nuestro objetivo de producción promedio de 65.000 boe/d en 2022. Durante el segundo trimestre de 2019, la producción diaria promedio esperada para Vista Oil & Gas, S.A.B. de C.V. fue de aproximadamente 29.065 boe/d, de la cual el 99% fue producción reportada por Vista Argentina. El incremento significativo en la producción estuvo principalmente impulsado por nuestro desarrollo del *shale* en Vista Argentina, principalmente en Bajada del Palo Oeste, que se espera que contribuya con 5.130 boe/d de la producción diaria promedio durante el período de tres meses finalizado el 30 de junio de 2019.

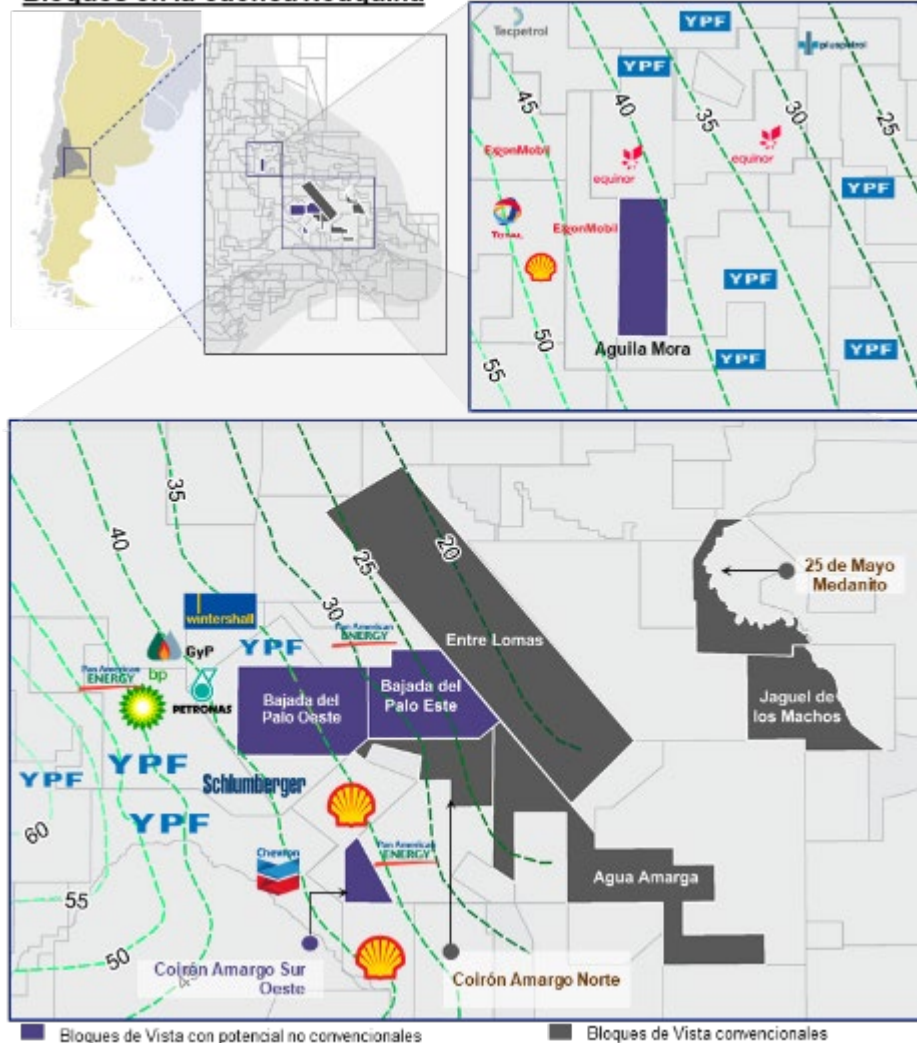
Nuestro presupuesto de costos de operación para 2019 totaliza aproximadamente US\$143 millones (13,1 US\$/boe de costo unitario promedio de operación) y estimamos un EBITDA Ajustado a nivel Grupo de US\$225 millones para 2019, lo que representará un Margen de EBITDA ajustado estimado de 47%. Aproximadamente el 100% de los ingresos se generarán en Vista Argentina. La estimación del EBITDA ajustado implica riesgos e incertidumbres, muchos de las cuales están fuera de nuestro control.

Los siguientes gráficos presentan la evolución de los ingresos por ventas, del EBITDA ajustado y margen de EBITDA ajustado a nivel consolidad del Grupo, así como también la evolución del costo operativo unitario medido en US\$/boe.



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

Bloques en la cuenca Neuquina



Ventajas competitivas de Vista Argentina

Las principales ventajas competitivas de Vista Argentina se describen a continuación:

Activos convencionales de alto margen. Nuestros principales activos convencionales son las concesiones de explotación Entre Lomas, Jaguel de los Machos, 25 de Mayo-Medanito, Agua Amarga y Coirón Amargo Norte, y los activos no convencionales Bajada del Palo Oeste y Bajada del Palo Este, todos ellos ubicados en la Cuenca Neuquina. Nuestra producción diaria promedio correspondiente al período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2019 fue de 25.305 boe/d, de la cual el petróleo crudo representó el 59%, el gas natural el 39% y el GNL el 2%. Hemos reducido nuestro costo de operación promedio de US\$16,9 por boe durante el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2018 (información correspondiente a todos los activos adquiridos en nuestra Combinación Inicial de Negocios) a US\$12 por boe para el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2019, mediante el control de costos con un nuevo modelo de contratación y un enfoque basado en la absorción del crecimiento de la producción no convencional sobre la estructura de costos existente. El mantenimiento y la mejora de estos activos nos proporcionan flujos de caja de bajo riesgo y alto margen, lo cual nos permite financiar parcialmente el desarrollo de nuestros activos de *shale* en la formación Vaca Muerta con recursos propios.

Acreage de shale altamente prospectivo en Vaca Muerta. Tenemos derechos sobre aproximadamente 134.000 acres netos divididos en cuatro bloques en la formación de *shale* Vaca Muerta. Somos operadores de 3 de estos bloques, los cuales representan el 99% de nuestros acres netos de *shale*. Estos activos están rodeados por bloques en los que otros operadores ya han realizado pruebas piloto exitosas y ya se encuentran en etapa de desarrollo a escala, incluyendo los bloques Loma Campana, La Amarga Chica, El Orejano y Bandurria Sur, Cruz de Lorena y Sierras Blancas, los cuales contaron con una producción diaria promedio de petróleo de 60,5 Mbbl/d

en el primer trimestre de 2019 (la cual representó el 79% de la producción diaria promedio de petróleo en Vaca Muerta para dicho período). Por lo tanto, en base a las pruebas piloto y desarrollo en las concesiones lindantes, consideramos que nuestra exposición a los riesgos geológicos y operativos es reducida. Además, la ubicación del bloque Bajada del Palo Oeste, en el que ya hemos completado nuestro primer pad de cuatro pozos en la formación Vaca Muerta como objetivo a finales de febrero de 2019, y el que llevó nuestra producción de shale de cero a un pico de 6.500 boe/d a mediados de abril de 2019, impulsada por un sólido rendimiento de los pozos individuales, es contigua a nuestras instalaciones de transporte y tratamiento convencionales existentes, las cuales cuentan con suficiente capacidad disponible para transportar, procesar y entregar al mercado nuestra producción inicial de *shale*, apoyando así nuestro objetivo de incremento de la producción y generación de flujos de caja. Dado que la mayor parte de los acres que operamos se encuentran en áreas cercanas, podremos aprovechar las sinergias generadas al compartir las instalaciones en superficie, equipos de perforación, contratos de prestación de servicios de terminación de pozos y servicios de operación y mantenimiento para reducir los costos de desarrollo y operación de nuestra producción de *shale*.

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

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

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

Equipo de Administración y personal experto con vasta experiencia. El Equipo de Administración y nuestro personal especializado cuenta con amplia experiencia en la ejecución de proyectos complejos alrededor del mundo. El Equipo de Administración del Grupo y nuestro personal especializado han jugado un papel fundamental en el desarrollo de la formación Vaca Muerta como plataforma de *shale* económicamente viable, habiendo perforado más de 500 pozos no convencionales e incrementado la producción de *shale* de cero a 50.000 boe/d en sus cargos desempeñados anteriormente. El equipo de Administración del Grupo cuenta con una experiencia significativa en el desarrollo de reservorios no convencionales y en la implementación de proyectos de recuperación secundaria y terciaria en campos maduros. Creemos que la experiencia del Equipo de Administración y nuestro personal técnico especializado serán un factor clave para el éxito en la explotación de la formación Vaca Muerta.

Nuestra estrategia de negocios

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

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

Enfoque en el desarrollo de nuestro acreage en Vaca Muerta. Al ser la única formación de shale de gran escala desarrollada comercialmente fuera de Norteamérica, Vaca Muerta ha atraído inversiones significativas por parte de empresas internacionales tales como Chevron, Shell, ExxonMobil, Total, Equinor, Petronas, Schlumberger, Dow, BP y CNOOC. Para nuestro acreage en Vaca Muerta, hemos definido un plan de desarrollo con foco en el crecimiento que incluye la perforación de aproximadamente 130 pozos horizontales en el bloque Bajada del Palo Oeste hasta 2022. Nuestro primer pad de cuatro pozos fue completado a finales de febrero de 2019 y llevó la producción de shale en Bajada del Palo Oeste de cero a un pico de 6.500 boe/d a mediados de abril, impulsada por el sólido rendimiento individual de cada pozo. La implementación del modelo de contratación de One Team Contracts (según dicho término se define más adelante), que alinea los intereses de los principales contratistas y de Vista detrás de los mismos objetivos, compartiendo métricas de desempeño y compensación, junto con la implementación de mejores prácticas en términos de logística, nos permitió lograr resultados de ejecución sobresalientes cuando se comparan con los de otros operadores de la cuenca. Creemos que este pad representa un evento fundacional para nosotros, destacando la pericia técnica de Vista, su foco en la eficiencia, la calidad de la infraestructura y su calidad de clase mundial como operador. A su vez, hemos terminado de perforar y completar nuestro segundo pad de 4 pozos en Bajada del Palo Oeste el cual ya fue conectado. Nuestro plan de desarrollo completo para el bloque Bajada del Palo Oeste, para el que se obtuvo una concesión de explotación no convencional por 35 años, incluye la perforación de más de 400 pozos horizontales con una longitud lateral de entre 2.500 metros y 3.000 metros utilizando tres equipos de perforación móviles (*walking rigs*). Además, hemos solicitado una concesión de explotación no convencional por 35 años en el bloque Águila Mora, misma que esperamos obtener durante julio de 2019 y donde esperamos comenzar a perforar en 2020. Más aún, en el bloque Bajada del Palo Este, para el que también obtuvimos una concesión de explotación no convencional, nos hemos comprometido con la Provincia del Neuquén a perforar y terminar cinco pozos horizontales para finales de 2021 que contribuirán a definir el plan de desarrollo completo del bloque.

Una posición de liderazgo como operador. Aspiramos a convertirnos en un operador líder en la formación no convencional Vaca Muerta consiguiendo los niveles de costos de desarrollo y operación más bajos, logrando el máximo valor para nuestros accionistas, alcanzando el máximo retorno de nuestra producción convencional mediante la continua reducción de nuestros costos operativos, y al sostener nuestros niveles de producción con recuperación primaria, secundaria y terciaria de forma rentable. Creemos que la experiencia y el conocimiento del equipo de administración del Grupo y nuestro equipo de profesionales especializado en Vaca Muerta mejorarán nuestra habilidad de reducir nuestros costos de desarrollo y operación a mayor velocidad que otras empresas que operan en esta formación. Hemos implementado un novedoso modelo de servicios en campo que nos permite maximizar la eficiencia y mejorar la rentabilidad, y tenemos la intención de seguir introduciendo innovaciones en nuestro modelo operativo. En Coirón Amargo Sur Oeste, nuestro primer pozo horizontal, CASO x-1, se encuentra en producción desde marzo de 2018. Perforado por nuestro socio, Shell, el pozo ha alcanzado una tasa IP30 de 902 bbl/d. A su vez, tres pozos adicionales en la concesión fueron completados en marzo del 2019 y comenzaron a operar en abril de 2019.

Como operadores, hemos terminado de perforar y completar nuestros primeros dos pads de 4 pozos en Bajada del Palo Oeste, aterrizados en la formación Vaca Muerta. El primer pad de 4 pozos fue conectado en febrero de 2019 y el segundo, el cual terminamos de perforar y completar en julio de 2019, también fue conectado y puesto en producción. En cada uno de estos pads de 4 pozos, aterrizamos dos pozos en el horizonte de navegación de La Cocina y dos en Orgánico, con una longitud promedio horizontal de la rama lateral de aproximadamente 8.366 pies horizontales (2.550 metros) en el primer pad y 6.946 pies horizontales (2.117 metros) en el segundo. Completamos cada pad con 10 clústers por etapa de fractura y 34 y 36 etapas de fractura promedio por pozo en el primer y segundo pad, respectivamente, con un espacio de fractura de 246 pies (75 metros) en el primer pad y 197 pies (60 metros) en el segundo. Durante la perforación y completación de nuestro segundo pad, logramos mejorar nuestra eficiencia de perforación aumentando nuestra velocidad de perforación a un promedio de 726 pies diarios, con respecto a un promedio de 477 pies diarios en nuestro primer pad. Adicionalmente, también mejoramos nuestra eficiencia de completación al aumentar nuestras etapas promedio de fracturas diarias

a 7,6 con respecto a las 5,0 en nuestro primer pad, lo que representa un incremento del 52%. Como resultado, el costo de perforación y completación promedio por pozo se redujo de US\$13,8 millones a US\$12,6 millones, resultando en ahorros de aproximadamente 8,7%, los cuales fueron impulsados principalmente por la reducción en los costos por fractura desde US\$0,22 millones en el primer pad, a US\$0,20 millones en el segundo pad. Nuestro plan sigue un enfoque de desarrollo en cubos que se centra en maximizar la productividad de los pozos. Creemos que nuestro desempeño en la perforación y completación en nuestros dos primeros pads remarca nuestra capacidad como un operador de primera categoría.

Desde nuestro primer día de operaciones, hemos adoptado un enfoque sostenible para desarrollar nuestro acreage en Vaca Muerta, lo cual involucra soluciones a largo plazo que son clave para minimizar el costo de desarrollo y el impacto de nuestra operación en el medio ambiente. Instalamos 22 kilómetros de manguera flexible para transferir agua dulce de riego a nuestros tanques de agua temporales, y usamos cajas para transportar y almacenar el 100% del apuntalante en la locación, lo cual garantizó el suministro de agua y apuntalante durante la terminación de nuestro primer y segundo pad, lo que hubiera resultado en un mayor costo de completación. Esto nos evitó el uso de aproximadamente 7.500 viajes en camiones por pad. El uso de cajas de arena proporciona una operación más eficiente en costos y un ambiente más seguro para nuestro personal a través de una reducción significativa de polvillo de arena en el aire. También diseñamos nuestra primera planta de producción temprana con el fin de evitar la quema de gases y el transporte de líquidos por camiones.

Conservar nuestra flexibilidad financiera. Tenemos la intención de mantener un balance sólido, con bajo nivel de apalancamiento, mediante la generación de sólido flujo de caja de efectivo con bajo riesgo tanto de nuestros activos convencionales como de los no convencionales. Buscamos desarrollar nuestra extensión de acreage en Vaca Muerta a un ritmo que nos permita mantener una sana posición financiera. Al 31 de marzo de 2019, el Grupo a nivel consolidado acumuló en los últimos 12 meses, un flujo de caja generado por las actividades operativas de US\$150,3 millones de flujo y un flujo de caja acumulado por las actividades de inversión de US\$209 millones. La deuda financiera era de US\$335 millones, el saldo de efectivo y equivalentes de US\$88 millones, lo que representaba un indicador de apalancamiento bruto de 1.8x y un indicador de apalancamiento neto de 1.3x.

Búsqueda de oportunidades de crecimiento rentables. Creemos podrían existir oportunidades para adquirir activos que nos permitan crecer en el sector de exploración y producción en el país, el cual es rico en recursos. El Equipo de Administración del Grupo tiene experiencia operativa y directiva relevante en Argentina y en toda América Latina y posee todas las aptitudes necesarias para identificar atractivas oportunidades de crecimiento para Vista Argentina.

Estructura Corporativa

Antecedentes

Vista Oil & Gas, S.A.B. de C.V., sociedad controlante de Vista Argentina, fue constituida en México el 22 de marzo de 2017.

La Combinación Inicial de Negocios

El 4 de abril del 2018, Vista Oil & Gas, S.A.B. de C.V. llevó a cabo la Combinación Inicial de Negocios. El término “Combinación Inicial de Negocios” se refiere a las siguientes operaciones:

- 3) La adquisición a Pampa Energía S.A. de:
 - a) el 58,88% del capital social de PELS A, una empresa argentina que poseía el 73,15% de la participación directa con operación en las “Concesiones EL-AA-BP”;
 - b) el 3,85% del interés que Pampa poseía en las Concesiones EL-AA-BP; y
 - c) por parte de PELS A del 100% del porcentaje de participación que Pampa poseía sobre las concesiones de explotación 25 Mayo-Medanito SE y Jagüel de los Machos, ubicadas en la Provincia de Río Negro.
- 4) La adquisición a Pluspetrol Resources Corporation de:
 - a) el 100% del capital social de APCO International; y

- b) el 5% del capital social de APCO Argentina.

Al momento de la Combinación Inicial de Negocios (es decir, el 4 de abril de 2018), APCO International tenía (a) el 39,22% del capital social de PELSAs; (b) el 95% del capital social de APCO Argentina; y (c) a través de APCO Sucursal Argentina, las siguientes participaciones:

- 7) el 23% en cada una de las Concesiones EL-AA-BP operadas por PELSAs;
- 8) la participación sin operación del 45% en un bloque de evaluación en la Cuenca Neuquina en la Provincia del Neuquén, Argentina, denominado "Coirón Amargo Sur Oeste";
- 9) la participación operativa del 55% en una concesión de explotación en la Cuenca Neuquina en la Provincia del Neuquén, Argentina, denominada "Coirón Amargo Norte";
- 10) la participación sin operación del 1,5% en una concesión de explotación en la Cuenca del Noroeste en la Provincia de Salta, Argentina, denominada "Acambuco";
- 11) la participación sin operación del 16,95% en una concesión de explotación en la Cuenca del Golfo San Jorge en la Provincia de Santa Cruz, Argentina, denominada "Sur Río Deseado Este";
y
- 12) la participación sin operación del 44% en un acuerdo de exploración relacionado con el bloque "Sur Río Deseado Este".

Al momento de la Combinación Inicial de Negocios, APCO Argentina tenía una participación del 1,58% en PELSAs, misma que, junto con (a) la participación del 39,22% en PELSAs que poseía a través de APCO International, (b) la participación del 58,88% que poseía directamente la Compañía, tal como se describe en el punto (i)(a) anterior, y (c) el 0,32% del capital social adquirido directamente el 25 de abril de 2018 por Vista Oil & Gas Holding I S.A. de C.V. de los accionistas minoritarios de PELSAs, suma el 100% del capital social de PELSAs.

Redomiciliación de APCO International de las Islas Cayman a Argentina

El 31 de octubre de 2018, la Inspección General de Justicia ("IGJ") registró la cancelación de Apco Oil & Gas International Inc., sucursal en Argentina de Apco Oil & Gas International Inc. (sociedad constituida en las Islas Caimán), con motivo de la decisión de Apco Oil & Gas International Inc. (Islas Caimán) de discontinuar su actividad en su lugar de constitución, y adecuarse a la Ley General de Sociedad No. 19.550 de la República Argentina. En consecuencia, las actividades de Apco Oil & Gas International Inc. en Argentina continuaron siendo desarrolladas en cabeza de Apco Oil & Gas S.A.U., sociedad debidamente inscrita ante la IGJ.

Apco Oil & Gas S.A.U. mantuvo los mismos derechos y obligaciones que tenía Apco Oil & Gas International Inc hasta ser absorbida por Vista Argentina.

Adquisición de Águila Mora

El 22 de agosto de 2018, APCO Sucursal Argentina celebró un convenio de cesión de derechos con O&G Developments Ltd. S.A., una empresa subsidiaria de Shell (el "Convenio de Intercambio de Derechos en Águila Mora"), en virtud del cual (i) APCO Sucursal Argentina cedió a O&G una participación no operada del 35% en los derechos sobre el bloque CASO, y (ii) O&G cedió a APCO Sucursal Argentina una participación operada del 90% en los derechos sobre el bloque Águila Mora y, a su vez, O&G se comprometió a invertir US\$10 millones en la mejora de su infraestructura actual de abastecimiento de agua y a prestar servicios desde dicha infraestructura a nuestras operaciones en el bloque Bajada del Palo. El 30 de noviembre de 2018, la Provincia del Neuquén aprobó la cesión del 90% de los derechos sobre el bloque Águila Mora a APCO Sucursal Argentina y la cesión del 35% en los derechos sobre el bloque CASO a favor de O&G. Como resultado de esta transacción, conservamos el 10% de los derechos sobre CASO y somos titulares y operadores del 90% del porcentaje de participación sobre la UT denominada "Águila Mora". Para mayor información véase la sección "Nuestras Operaciones".

Información concerniente a la naturaleza y resultados de reorganizaciones significativas

Fusión

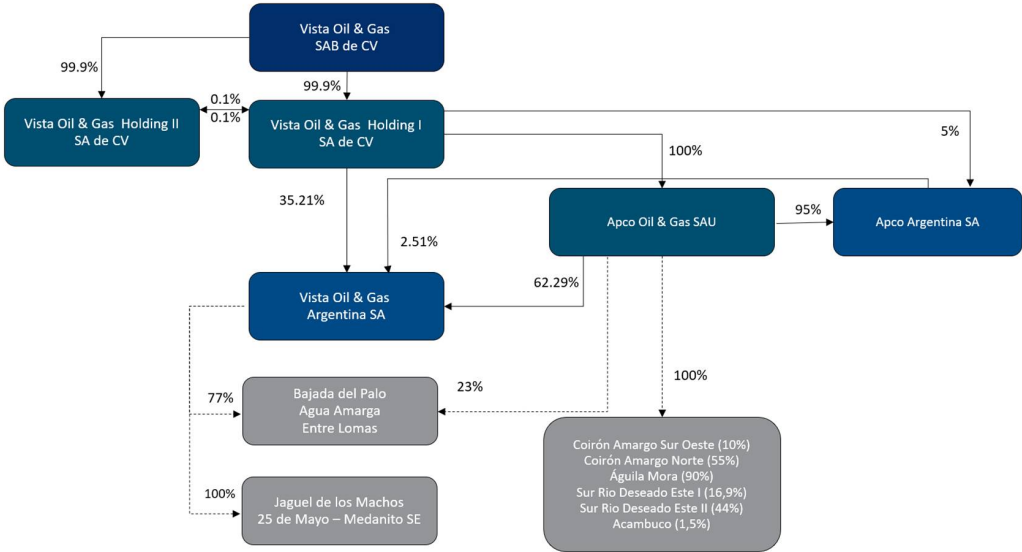
El proceso de fusión por el cual Vista Oil & Gas Argentina absorbió a Apco Oil & Gas S.A.U. y a Apco Argentina S.A. (ambas conjuntamente las “Sociedades Absorbidas”), con fecha efectiva a partir del 1 de enero de 2019, ha sido debidamente inscripto ante la Inspección General de Justicia con fecha 2 de julio de 2019 (la “Fusión”).

Con motivo de la Fusión inscripta, Vista Oil & Gas Argentina ha modificado su tipo societario de sociedad anónima (S.A.) a sociedad anónima unipersonal (S.A.U.), y en su carácter de sociedad absorbente y continuadora de las Sociedades Absorbidas, adquirió la plena explotación y administración de los negocios y actividades de éstas últimas, la que fueron disueltas sin liquidarse, asumiendo asimismo los activos y pasivos de las mismas.

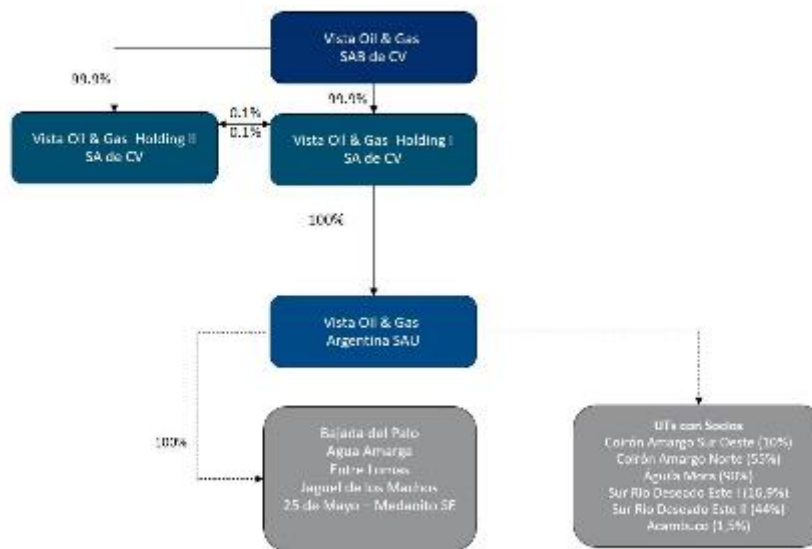
Por lo tanto, a partir del 2 de julio de 2019, Vista Oil & Gas Argentina S.A.U. resulta ser la continuadora de Apco Oil & Gas S.A.U. y de Apco Argentina S.A., y en consecuencia Vista Oil & Gas Argentina S.A.U. resulta ser la titular de las participaciones que Apco Oil & Gas S.A.U. tenía en las uniones transitorias sobre las áreas Coirón Amargo Sur Oeste (10%), Coirón Amargo Norte (55%) y Águila Mora (90%) y sobre las concesiones de explotación sobre las áreas Entre Lomas (23%), Bajada del Palo Oeste (23%), Bajada del Palo Este (23%) y Agua Amarga (23%). La Sociedad ha iniciado los trámites internos para proceder a cancelar dichas uniones transitorias ante la Inspección General de Justicia y el Registro Público de Neuquen, con motivo de la confusión de los socios a partir de la inscripción de la Fusión.

Asimismo, como resultado de la Fusión, Vista Oil & Gas Argentina asume como operador de las áreas Coirón Amargo Norte y Águila Mora, ambas ubicadas en la Provincia del Neuquén.

El siguiente diagrama muestra la estructura societaria de la Sociedad previo a la Fusión y la participación de cada una de las afiliadas de la Sociedad en las diferentes concesiones de explotación:



El siguiente diagrama muestra la estructura societaria de la Sociedad, ilustrando los efectos de la Fusión, y los porcentajes de participación en las diferentes concesiones de explotación en Argentina:



Hechos Recientes

Acuerdos importantes

Acuerdo de Inversión en Midstream

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

Para mayor información sobre Aleph Midstream, véase “*Acuerdo de inversión en el Midstream*”.

Potencial financiamiento con OPIC

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

Cambios importantes en el modo de conducir los negocios

No aplica.

Cambios en el tipo de productos producidos o servicios prestados

No aplica.

Cambio de denominación

Vista Oil & Gas Argentina S.A.U. era anteriormente denominada Vista Oil & Gas Argentina S.A.

Naturaleza o resultado de cualquier proceso concursal, administración judicial o procedimiento similar con respecto a la emisora o subsidiaria.

No aplica

b) Descripción del sector en que se desarrolla su actividad

Descripción del sector industrial al que pertenece el Emisor.

Vista Argentina es una empresa argentina que se dedica a la exploración y producción de hidrocarburos y a la comercialización de petróleo, gas natural y GNL, con oficinas administrativas en Buenos Aires y Neuquén y una oficina de campo con personal técnico en la concesión Entre Lomas.

Tendencias recientes en el sector de E&P en América Latina

El sector de E&P en América Latina es cada vez más atractivo para los inversionistas debido a las múltiples mejoras en el clima de inversión. Estas incluyen: el desarrollo continuo y exitoso de Vaca Muerta en Argentina como la única formación de gran escala de yacimientos no convencionales fuera de Norte América; las rondas de licitación para la celebración de contratos en México; las mejoras en materia de seguridad en Colombia con el acuerdo de paz recientemente, junto con la existencia de un marco regulatorio atractivo y las recientes rondas de venta de activos de Ecopetrol; y las recientes mejoras regulatorias en Brasil destinadas a fomentar las inversiones en el sector de E&P, como ser el lanzamiento del programa de desinversiones de Petrobras y el anuncio de las nuevas rondas de licitación de la Agencia Nacional del Petróleo de Brasil, entre otros. Dada la escala de los recursos y los términos competitivos ofrecidos por la región, las oportunidades de inversión en el sector de E&P en América Latina representan una propuesta de valor sólida.

En América Latina, la competencia por los activos E&P sigue siendo baja en comparación con otras regiones del mundo, particularmente versus Estados Unidos, lo cual genera menores precios de adquisición. Lo dicho se ve reflejado en un menor precio de adquisición de reservas probadas y por acre (específico para los bloques con reservas no convencionales), e indirectamente en un menor precio por barril producido. Es importante mencionar que, desde la caída del precio del petróleo en 2014, las grandes petroleras han estado invirtiendo fuertemente en la región para desarrollar y fortalecer sus posiciones, principalmente en Brasil y Argentina.

Panorama General de la Industria del Petróleo y Gas en Argentina

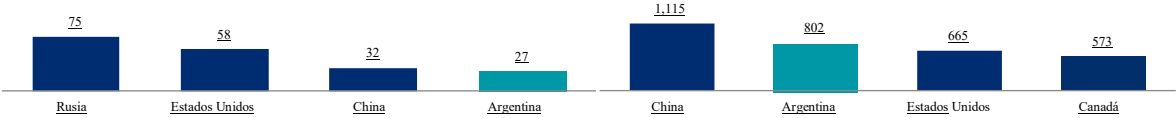
Introducción

A diciembre de 2017, Argentina era el quinto mayor productor de crudo y el tercer mayor productor de gas natural en América Latina basado en el *BP Statistical Review of World Energy* de 2018. En términos de reservas de hidrocarburos, según información de la Secretaría de Energía, al 31 de diciembre de 2017, el país tenía Reservas Probadas Desarrolladas y No Desarrolladas de gas natural por aproximadamente 12,6 billones de pies cúbicos (“Tcf”) y 2 Bnbbl de petróleo, mientras que las reservas totales probadas, probables y posibles eran de 24,4 Tcf y 3,3 Bnbbl respectivamente. Al 31 de diciembre de 2017, los recursos contingentes ascendían a 12.7 Tcf de gas natural y 1,1 Bnbbl de petróleo, según la Secretaría de Energía. Adicionalmente, Argentina es el cuarto país del mundo con más reservas prospectivas de petróleo y el segundo país con más reservas prospectivas de gas proveniente de yacimientos no convencionales, con un estimado de 27 Bnbbl y 802 Tcf respectivamente, a la

fecha de 31 de diciembre de 2017, siendo el único país con bloques produciendo de manera comercial fuera de América del Norte.

Recursos Mundiales de Petróleo No Convencional (Bnboe)

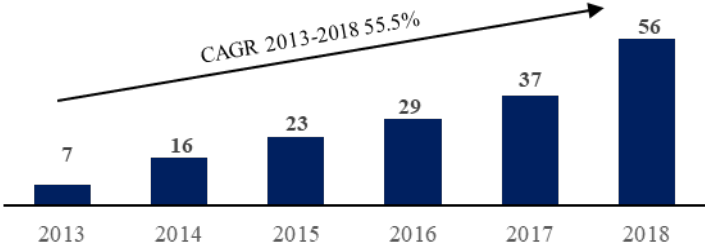
Recursos Mundiales de Gas No Convencional (Tcf)



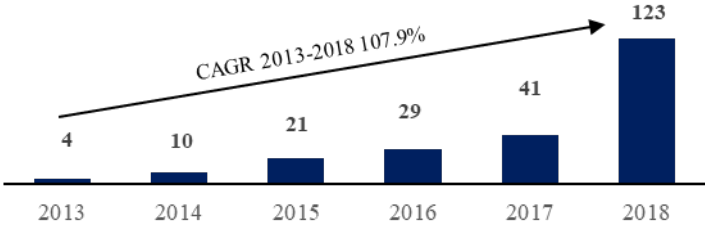
Fuente: ARI (2013). *World Shale Gas and Shale Oil Resource Assessment*, junio de 2013.

La producción de hidrocarburos en Argentina ha experimentado una disminución general durante las últimas 2 décadas como resultado del declino natural de sus pozos y la disminución de la inversión en exploración y desarrollo. Sin embargo, el auge en la explotación de recursos no convencionales ha transformado las perspectivas de Argentina, atrayendo inversiones. Las grandes petroleras han comprado y continúan comprando bloques en Argentina; al mismo tiempo, los jugadores locales han anunciado ambiciosos planes de crecimiento. La producción de petróleo no convencional aumentó a una tasa compuesta anual promedio (“CAGR”) de 55,5% desde 2013 hasta 2018. Además, la producción de gas no convencional aumentó a una tasa compuesta anual promedio de 107,9% entre 2013 y 2019.

Producción promedio de petróleo no convencional 2013-2018 (Mboe/d)



Producción promedio de gas natural no convencional 2003-2018 (Mboe/d)

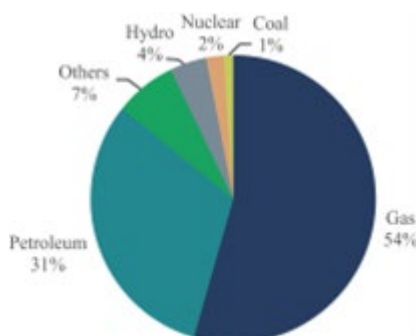


Fuente: Secretaría de Gobierno de Energía de Argentina.

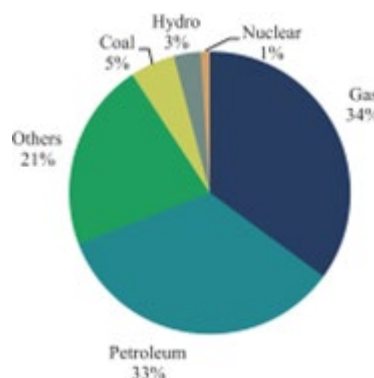
Argentina tiene un alto nivel de dependencia sobre los hidrocarburos que produce, ya que éstos representan aproximadamente el 85% de la fuente de energía primaria del país. Esta dependencia sobre los hidrocarburos es mayor en comparación a otros países de la región (América Latina y el Caribe), donde el petróleo

y el gas juntos representan el 67% de la matriz energética. La industria del petróleo y gas juega un papel muy importante en la economía argentina, siendo que el desarrollo de las formaciones no convencionales podría tener un impacto positivo en la balanza comercial del país. El aumento de la producción nacional de petróleo y gas reducirá la dependencia del petróleo y gas importado, los cuales son costosos, y por lo tanto impulsará el crecimiento económico del país.

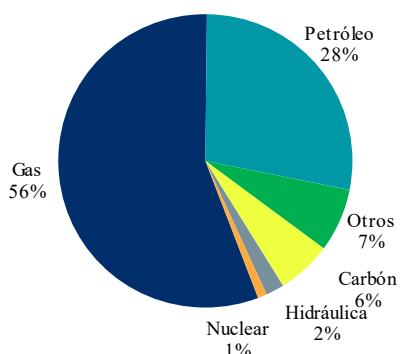
Fuentes de energía primaria al 2017 de Argentina



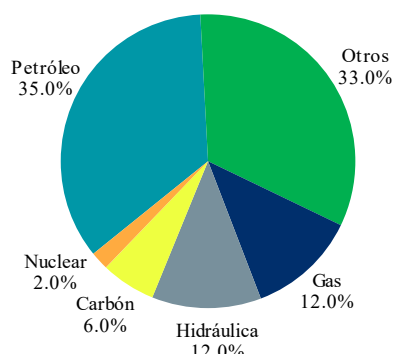
Fuentes de energía primaria al 2017 de América Latina y el Caribe



Fuentes de energía primaria al 2017 de México



Fuentes de energía primaria al 2017 de Brasil



Fuente: Secretaría de Energía, y Anuario de Estadísticas Energéticas 2017 de OLADE.

En 2017, la demanda de gas natural se satisfizo con la producción nacional y con las importaciones provenientes de Bolivia y Chile, que ascendieron a 0,23 Tcf y 0,01 Tcf, respectivamente (a un costo de US\$1.256 millones). Además, se importaron 0,17 Tcf de GNL (US\$968 millones) y 1,4 millones de metros cúbicos de diésel (US\$1.503 millones) para la generación de energía eléctrica. La disminución en la producción de crudo ligero requiere la importación de un crudo de calidad similar para compensar el déficit interno, puesto que el mismo se utiliza para refinación. Por lo tanto, en 2017 se importaron 7,9 millones de barriles de crudo, 0,4 millones de metros cúbicos de nafta y 2,1 millones de metros cúbicos de diésel (a un costo de US\$455 millones) para compensar dicho déficit. Como resultado, las importaciones de energía alcanzaron los US\$5.729 millones, mientras que las exportaciones fueron solo US\$2.414 millones, principalmente debido a las exportaciones de crudo pesado.

Balanza Comercial de Energía 2008 - 2017 de Argentina (US\$ bn)



Fuente: Secretaría de Energía.

Panorama General de las Cuencas Argentinas

El territorio argentino tiene cinco cuencas productoras de petróleo y gas: Neuquina, Golfo San Jorge, Cuyana, Noroeste, y Austral con varias oportunidades convencionales y no convencionales.



Fuente: Wood Mackenzie.

La cuenca del Golfo San Jorge está compuesta por un 69% de Reservas Probadas de petróleo, mientras que las cuencas Neuquina y Austral están compuestas por 50% y 33% de Reservas Probadas de gas natural, respectivamente. Ubicada en el centro-oeste de Argentina, la cuenca Neuquina se encuentra entre las cuencas más productivas del país y representa el 23% y 52% de la producción total de petróleo y gas, respectivamente.

Exploración y Producción de Petróleo

Durante 2018, la producción de petróleo promedió 489 Mbb/d, lo cual representa 2,1% más que la producción promedio de 2017. Según la Secretaría de Energía, se espera que la producción de petróleo se triplique para 2030, alcanzando los 1.500 Mbb/d, impulsada principalmente por el auge de la producción de petróleo no

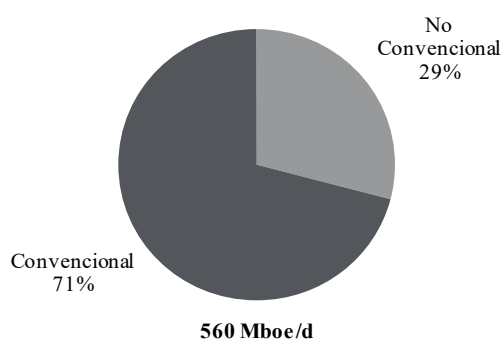
convencional, la cual se espera que incremente su participación en la producción nacional de un 29% estimado en 2019 a 77% en 2030.

Evolución de la producción de petróleo (Mbbl/d)

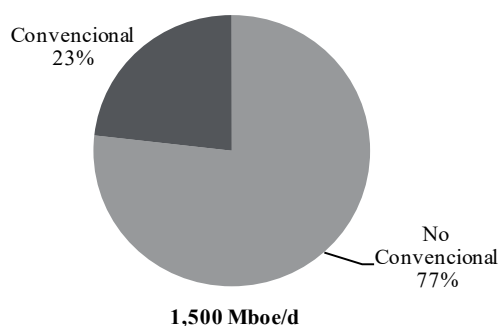


Fuente: Secretaría de Gobierno de Energía de Argentina.

2019E Producción de petróleo (%; Mboe/d)



2030E Producción de petróleo (%; Mboe/d)

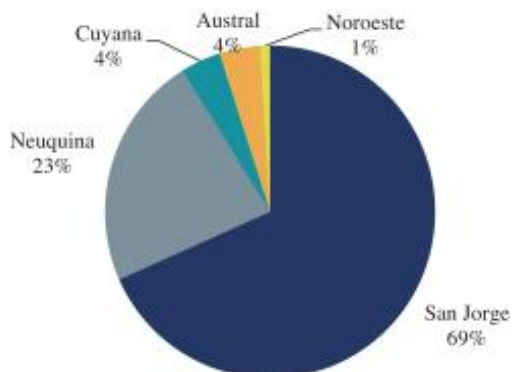


Fuente: Secretaría de Gobierno de Energía de Argentina.

Durante el trimestre finalizado el 31 de diciembre de 2018, el principal productor de petróleo de Argentina fue YPF con una participación de mercado del 47,1%, seguido de Pan American Energy (20,8%), Pluspetrol (5,2%), Sinopec (4%), Tecpetrol (3%) y Vista (2,9%).

Al 31 de diciembre de 2017, las Reservas Probadas de petróleo alcanzaron 2,2 Bnbbbl. Al 31 de diciembre de 2017, la cuenca con la mayor proporción de Reservas Probadas de petróleo era la cuenca del Golfo San Jorge con un 69%, seguida por Neuquina (23%), Cuyana (4%), Austral (4%) y Noroeste (1%).

Reservas probadas de petróleo por cuenca (%) al 31 de diciembre de 2017

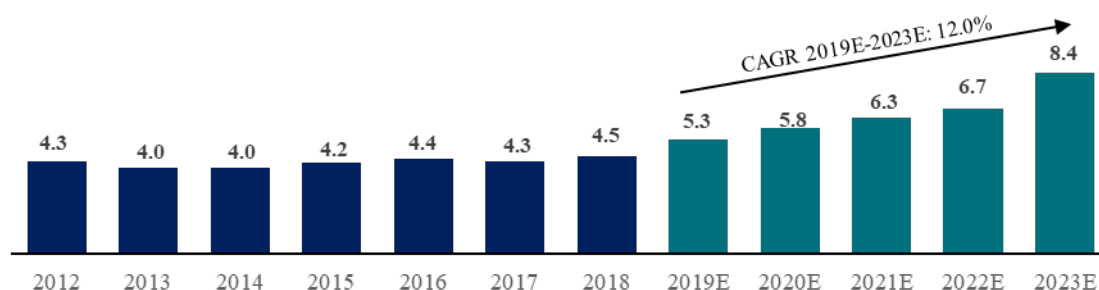


Fuente: Secretaría de Gobierno de Energía de Argentina.

Exploración y Producción de Gas Natural

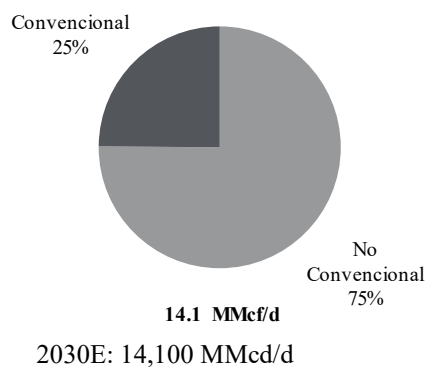
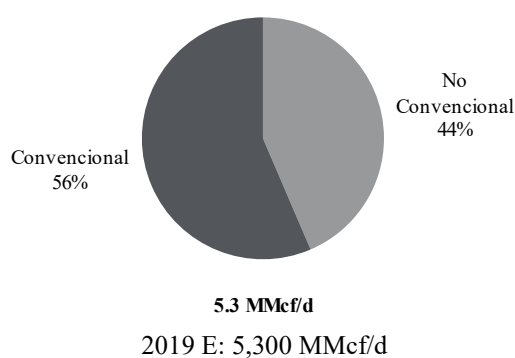
Durante el 2018, la producción de gas natural alcanzó 4,2 Bn cf/d, 5,5% más que la producción de 2017. Según la Secretaría de Energía, se espera que la producción de gas natural se triplique para 2030, alcanzando los 14,1 Bn cf/d, impulsada principalmente por el auge de la producción de gas no convencional, la cual se espera que incremente su participación en la producción nacional del 44% en 2019 a 75% en 2030.

Evolución de la producción de gas natural (Bn cf/d)



2019E Producción de gas natural (%;Bn cf/d)

2030E Producción de gas natural (%;Bn cf/d)

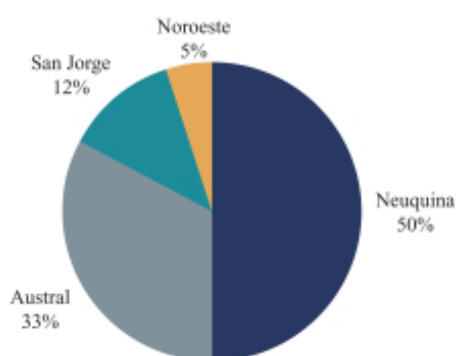


Fuente: Secretaría de Gobierno de Energía de Argentina.

Durante el trimestre finalizado el 31 de diciembre de 2018, el principal productor de gas natural de Argentina fue YPF, con una participación de mercado del 29%, seguido de Total Austral (24,8%), Tecpetrol (13,4%), Pan American Energy (11,3%), Compañía General de Combustibles (4,3%) y ENAP SIPETROL (2,9%).

Al 31 de diciembre de 2017, las Reservas Probadas de gas natural alcanzaron los 12,6 Tcf. Al 31 de diciembre de 2017, la cuenca con la mayor concentración de Reservas Probadas de gas natural fue la Cuenca Neuquina con un 50%, seguida de Austral (33%), Golfo San Jorge (12%) y Noroeste (5%).

Reservas Probadas de gas natural por cuenca (%) al 31 de diciembre de 2017

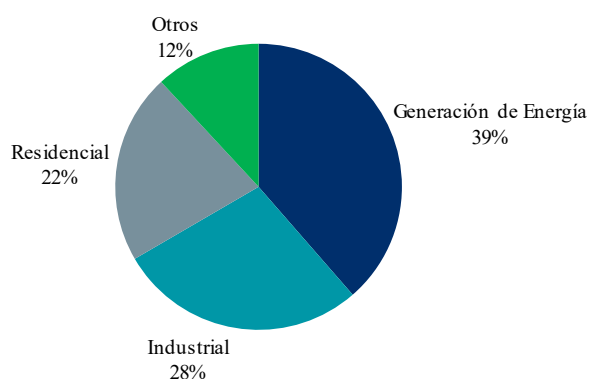


Fuente: Secretaría de Gobierno de Energía de Argentina.

Demanda y Consumo

En 2017, la demanda interna de gas natural alcanzó los 4,3 Bncf/d. El sector de generación de energía eléctrica impulsó la demanda con el 38,6% del gas consumido en el país, seguido del sector industrial (28%), residencial (21,5%) y otros (11,9%). Durante 2017, para satisfacer la demanda de gas natural, se importaron 0,23 Tcf y 0,01 Tcf de gas natural de Bolivia y Chile, respectivamente, así como 0,17 Tcf de GNL y 1,4 millones de metros cúbicos de diésel.

Demanda de Gas Natural por Sector (%) al 2017



Fuente: Secretaría de Gobierno de Energía de Argentina, y Anuario de Estadísticas Energéticas 2017 de OLADE.

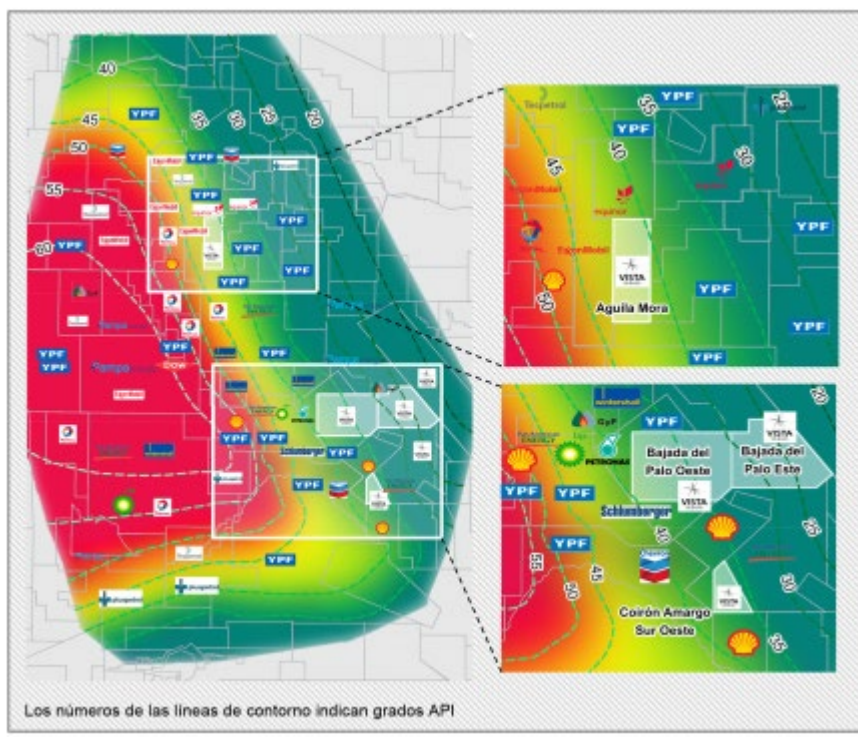
Panorama General de Vaca Muerta / Potencial en No Convencional

Vaca Muerta es la formación no convencional más prominente en la Cuenca Neuquina. La misma está considerada como una formación de *shale* de relevancia a nivel global y se ha convertido recientemente en el mayor desarrollo comercial de *shale* fuera de América del Norte. El desarrollo de la formación Vaca Muerta juega un papel importante en la economía de Argentina y por lo tanto, los Gobiernos nacionales y provinciales han implementado cambios al marco regulatorio aplicable a la exploración y producción de hidrocarburos no convencionales a fin de atraer inversión privada.

Como consecuencia de las recientes reformas al marco regulatorio, reducciones significativas en los costos de los pozos y mejoras en las tasas de producción, Vaca Muerta ha atraído a más de 30 compañías del sector de petróleo y gas, nacionales y extranjeras, entre las cuales figuran Chevron, Shell, ExxonMobil, Total, Equinor, Pan American Energía, Petronas, Pluspetrol, Schlumberger, Tecpetrol, Dow, YPF, Wintershall, BP y

CNOOC. La mayoría de estas compañías, que son titulares de bloques cercanos a los nuestros, ya han completado proyectos piloto y/o han anunciado importantes inversiones para los próximos años:

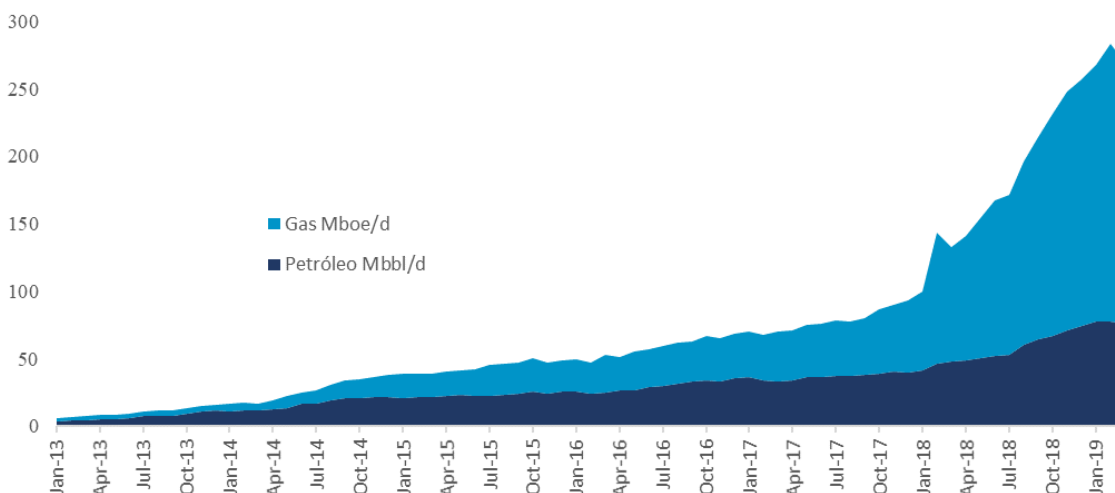
Distribución de la formación Vaca Muerta en la cuenca



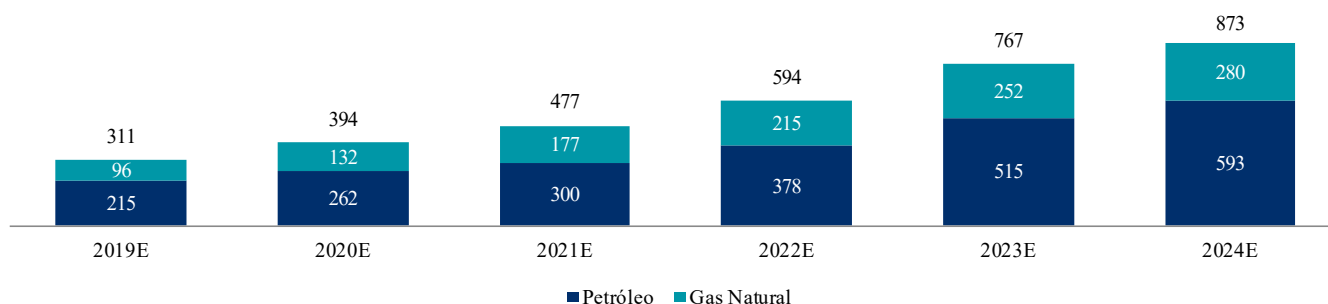
Fuente: Información de la empresa y artículos de prensa públicos.

La producción de Vaca Muerta alcanzó 269,6 Mboe/d en marzo de 2019, principalmente impulsada por Loma Campana, La Amarga Chica, El Orejano y Fortín de Piedra, que en conjunto suman 74,9 Mboe/d. Otros desarrollos más recientes, como Aguada Pichana, Aguada de la Arena, Cruz de Lorena y Rincón del Mangrullo, ya están contribuyendo con más de 9,4 Mboe/d.

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

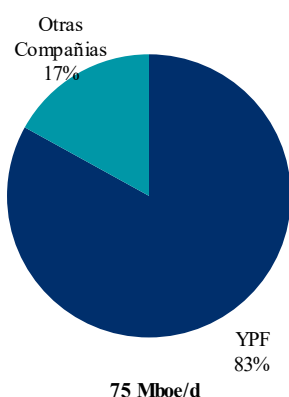


Producción esperada de petróleo y gas en Vaca Muerta 2019E—2024E (Mboe/d)

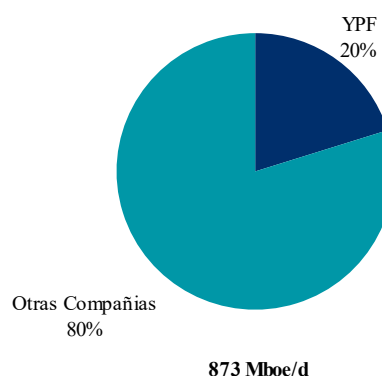


Fuente: Wood Mackenzie.

Producción por operador en 2017 (%; Mboe/d)



Producción por operador esperada en 2024E (%; Mboe/d)



Fuente: Wood Mackenzie.

Vaca Muerta presenta propiedades geológicas similares, o incluso mejores, que algunas de las formaciones de *shale* más exitosas de Estados Unidos. La siguiente tabla muestra las características geológicas de Vaca Muerta en comparación con otras formaciones de Estados Unidos.

Región	Contenido Orgánico Total ("COT") (1) (%)	Espesor (m)	Presión del reservorio (psi/pie)
Bajada del Palo Oeste	4,2	250	0,9
Vaca Muerta	3 – 10	30 – 450	0,9
Barnett	4 – 5	60 – 90	0,5
Haynesville	0,5 – 4	60 – 90	0,9
Marcellus	2 – 12	10 – 60	0,6
Eagle Ford	3 – 5	30 – 100	0,5 – 0,9
Wolfcamp (Permian)	3	200 - 300	0,6

(1) COT se refiere a la medida de la materia orgánica de un bloque representada por el porcentaje del peso de carbono orgánico. Un contenido orgánico más alto indica que el bloque tiene mayor probabilidad de generar hidrocarburos. En nuestra opinión, el COT es un parámetro importante de evaluación de la calidad de la fuente de hidrocarburos de un yacimiento que puede

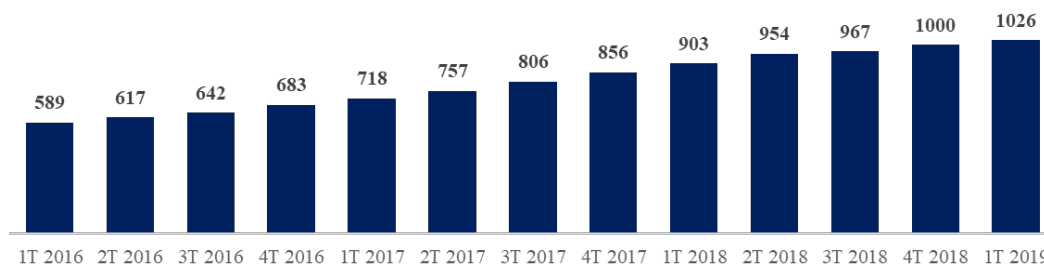
servir como indicador de que un bloque en particular está posicionado para la explotación y desarrollo de proyectos hidrocarbúricos.

Fuente: Secretaría de Energía con Wood Mackenzie.

Aproximadamente el 90% de la superficie potencial de Vaca Muerta, estimada en más de 8,6 millones de acres, se concentra entre 12 operadores. La mayoría de las concesiones se encuentran dentro del rango de 30.000 a 100.000 acres, que es significativamente mayor al promedio de acres en arrendamiento en los Estados Unidos. Los términos de las concesiones en Argentina también son competitivos en comparación con los de los Estados Unidos, con concesiones sobre recursos no convencionales de 35 años y regalías fijas del 12%.

Al 31 de marzo de 2019, la actividad de perforación se ha centrado históricamente dentro del bloque Loma Campana operado por YPF en sociedad con Chevron, con más de 581 pozos perforados de un total de 1026 pozos perforados en Vaca Muerta. Vaca Muerta continúa evolucionando mediante la perforación en bloques adyacentes como los proyectos El Orejano, Fortín de Piedra, La Amarga Chica y Bandurria Sur, que están impulsando la actividad de perforación con más de 208 pozos productores. De acuerdo con la Secretaría de Energía, las proyecciones indican que habrá más de 2.800 pozos con petróleo no convencional para 2023, y más de 1.600 pozos con gas no convencional, lo cual implica una inversión por más de US\$54.000 millones.

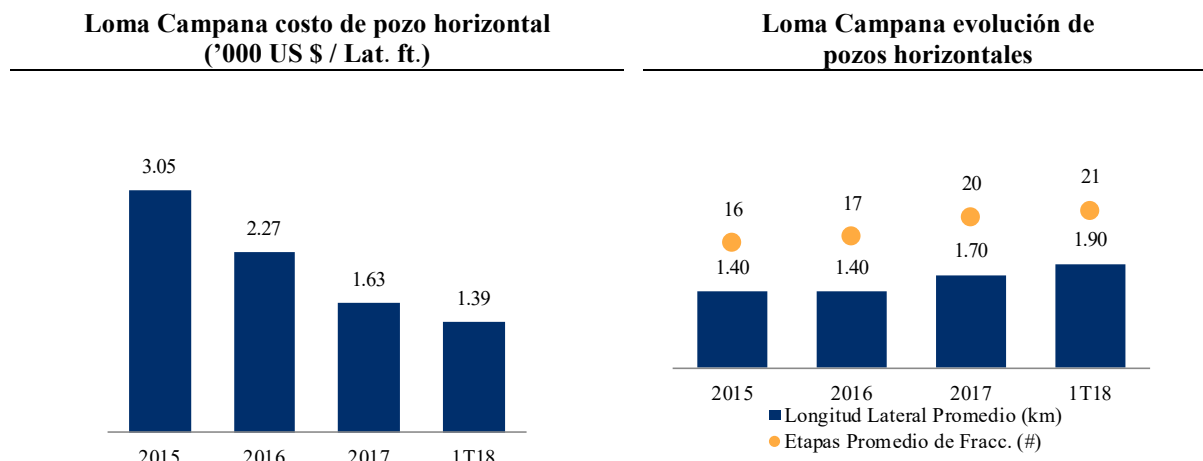
Pozos perforados desde el 1T de 2016 al 1T de 2019



Fuente: Secretaría de Gobierno de Energía de Argentina.

Uno de los elementos más críticos para la creación de valor en cada formación de *shale*, incluida Vaca Muerta, es el costo de los pozos. El aumento en la eficiencia de perforación en los pozos horizontales en Vaca Muerta ha mostrado hasta ahora resultados alentadores. Según la Secretaría de Energía, YPF logró una reducción del 54% en el gasto de capital por pie lateral perforado, pasando de US\$3.050/ft en 2015 a un promedio de US\$1.390/ft en el primer trimestre de 2018, lo cual redujo significativamente la brecha respecto de campos comparables en los Estados Unidos. Durante el mismo periodo, la mayoría de los operadores comenzaron a perforar pozos laterales más largos de hasta aproximadamente 3.000 metros horizontales, logrando una mayor eficiencia de perforación y, en consecuencia, una reducción en los costos de perforación por pozo.

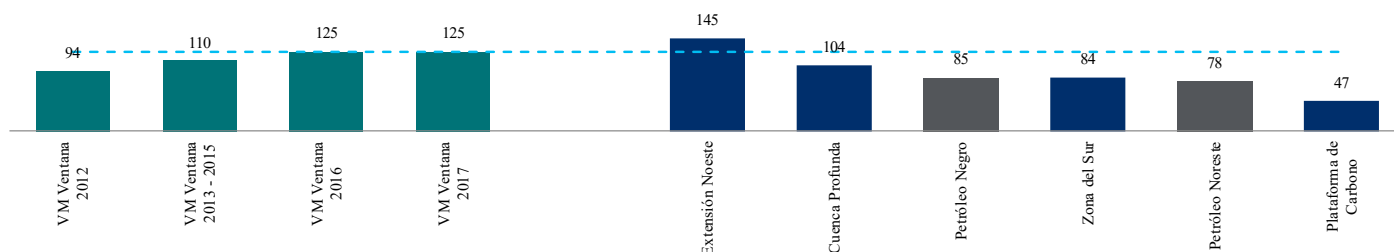
La arena es un componente importante de los costos de los pozos y se produce mayormente en Argentina, principalmente por: YPF, Cristamine y Arenas Patagónicas.



Fuente: Secretaría de Gobierno de Energía de Argentina.

Según Wood Mackenzie, la planificación estandarizada de los pozos y la administración de los pozos adaptada a las características de Vaca Muerta, junto con la integración de las tecnologías más avanzadas, han permitido a Vaca Muerta alcanzar niveles de productividad comparables a los observados en las principales cuencas de los Estados Unidos.

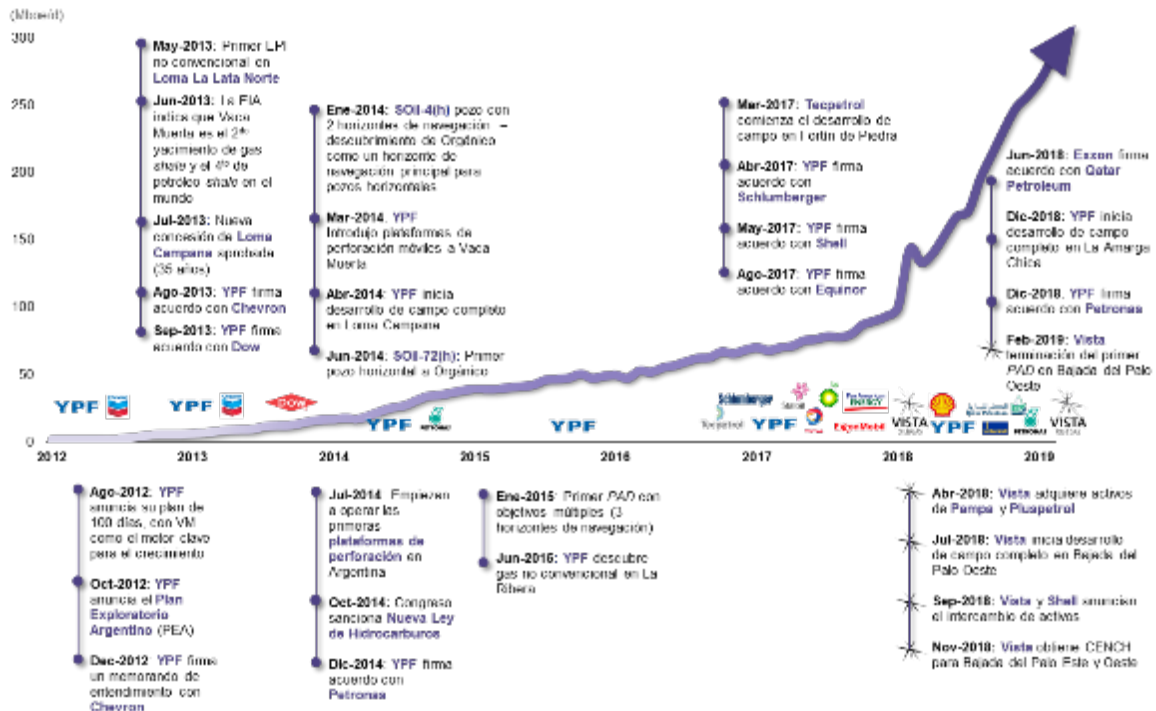
Ventana del petróleo (normalizado por longitud lateral)—Por tipo de formación (solo por bajo contenido de gas)



Fuente: Wood Mackenzie - Vaca Muerta Development Study.

A partir del 2018, la Secretaría de Energía estima precios de equilibrio de US\$46,7 por barril para pozos petroleros, y por debajo de US\$4/MMBtu para pozos de gas.

Crecimiento de la producción de Vaca Muerta

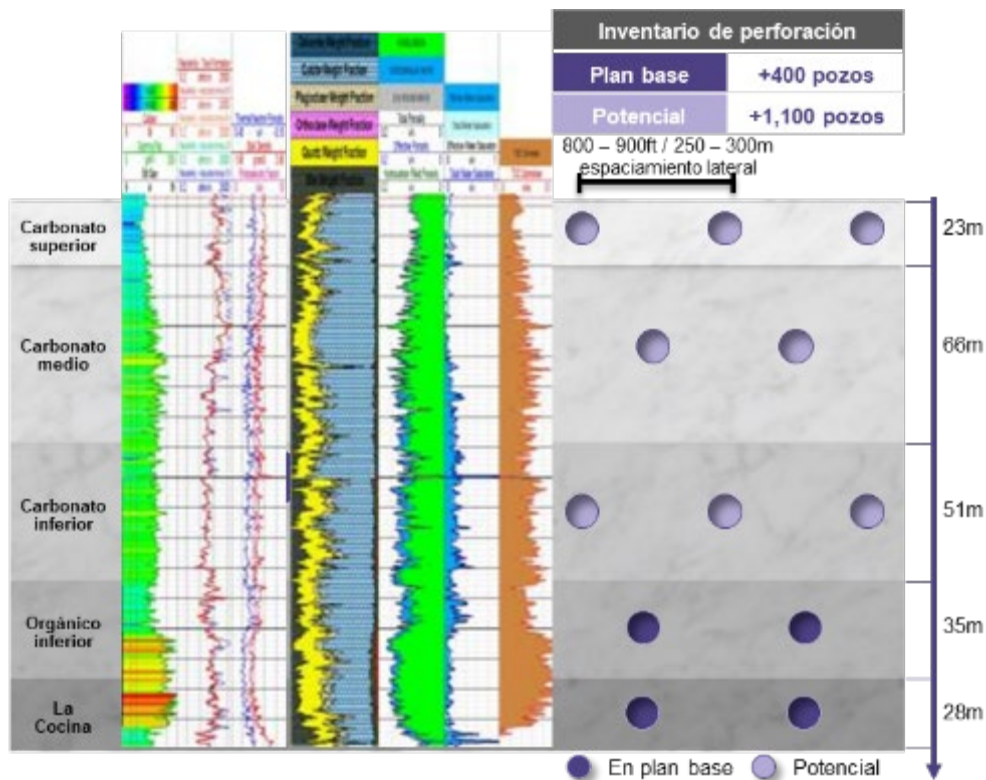


Nota: inversiones anunciadas.

Fuente: Secretaría de Energía y EIA.

Vaca Muerta se encuentra en una etapa relativamente temprana en su desarrollo en comparación con otras formaciones de *shale* de los Estados Unidos y Canadá. La cuenca Permian ubicada en Texas, Estados Unidos es un buen análogo para Vaca Muerta, con características geológicas similares y una larga trayectoria de desarrollo de hidrocarburos no convencionales. Sin embargo, Vaca Muerta tiene incluso mayor espesor que el Permian, y hasta cinco zonas diferentes con reservas ya probadas en diferentes bloques de la cuenca. Los operadores han perforado menos de mil pozos en Vaca Muerta en comparación con más de 12.200 en el Permian. Se espera que Vaca Muerta tenga una trayectoria de crecimiento similar a la de la cuenca de Permian u otras formaciones de *shale* de los Estados Unidos. La creciente inversión en Vaca Muerta por parte de los operadores internacionales es similar a las etapas iniciales de la cuenca del Permian desde 2008, convirtiéndose en una de las formaciones de *shale* más atractivas del mundo.

Potenciales zonas de navegación adicionales en Bajada del Palo Oeste



Fuente: Vista

Infraestructura Petrolera

La infraestructura de petróleo crudo en Argentina tiene una forma de semicírculo, conectando los principales campos de petróleo en el oeste con las refinерías que se encuentran a lo largo de la costa este de Argentina. Las refinерías están situadas a lo largo de la parte externa del semicírculo, desde Luján de Cuyo en la cuenca de Cuyo y Plaza Huincul en la Cuenca Neuquina al oeste, hasta la refinерía de Puerto Galván en Bahía Blanca al este, así como varias refinерías en la provincia de Buenos Aires. El Sistema de Oleoductos del Valle S.A. (“Oldelval”), que se considera el oleoducto más relevante en Argentina ya que tiene 1700 km de ductos que transportan el 70% del petróleo producido en la Cuenca neuquina, el 30% del petróleo producido en Argentina y, de lo que transportan dichos ductos, el 31,5% es *shale* de Vaca Muerta. El Oldeval corre desde Puerto Hernández en la Cuenca Neuquina hasta Puerto Rosales cerca de Bahía Blanca, y que a través de 2 ductos de 14 pulgadas transportan aproximadamente el 70% de la producción de la Cuenca Neuquina, y tiene una capacidad aproximada de 150.000 bbl/d.



Infraestructura de Gas

La infraestructura para transporte de gas en Argentina incluye más de 30.000 km. La infraestructura de presión alta está dividida en 5 sistemas: una línea principal desde el norte, 3 líneas del oeste, y una línea desde el sur, todas ellas transportan a la región de Buenos Aires.



Fuente: Secretaría de Energía

La actividad en Vaca Muerta se ha desarrollado utilizando la infraestructura existente, pero esperamos que conforme la producción vaya aumentando se construya nueva infraestructura y se implementen mejoras a la infraestructura actual. Por ejemplo, TGS está construyendo un ducto de 92 km con una capacidad de 37 MMm³/d, que puede ser expandida hasta 56 MMm³/d, y una planta de acondicionamiento para adaptar la calidad del gas

antes de entrar a los ductos de transporte. La inversión total se estima en US\$800mm, con expansiones adicionales planeadas para el futuro. Inicialmente la planta de acondicionamiento tendrá una capacidad de 177 MMcf/d, pero podrá expandirse hasta 2,0 Bncf/d.

Marco Regulatorio del Petróleo y Gas en Argentina

Introducción al Mercado de Hidrocarburos

La Ley de Hidrocarburos No. 17.319 de 1967 establece el marco legal básico para la exploración y explotación de petróleo y gas natural. Aunque ha sido modificada a través de leyes posteriores, esta ley sigue vigente. Las últimas modificaciones tuvieron el objetivo de mejorar las condiciones de inversión en la industria.

El 31 de octubre de 2014, el Congreso de Argentina aprobó la Ley No. 27.007, la cual modificó la Ley de Hidrocarburos en algunos aspectos relacionados principalmente a (i) la exploración y producción de hidrocarburos provenientes de fuentes no convencionales (que no estaban regulados en la Ley de Hidrocarburos anterior); (ii) la duración de las concesiones, y (iii) regalías, de acuerdo a lo siguiente:

- Permisos de Exploración: el plazo para los permisos de exploración convencional se divide en dos periodos de 3 años cada uno, más una prórroga discrecional de hasta 5 años. Por lo tanto, el plazo máximo del permiso de exploración se redujo de 14 a 11 años.
- Exploración no-convencional: el plazo de los permisos de exploración no convencional se divide en dos periodos de 4 años cada uno, más una prórroga discrecional de hasta 5 años, otorgando una vigencia máxima de 13 años. Para los permisos para operaciones costa afuera (*offshore*), el plazo se divide en dos periodos de 3 años cada uno (con prórroga discrecional de hasta 1 año para cada periodo) y una extensión adicional de hasta 5 años, dando un máximo de 13 años de duración.
- Concesiones: el plazo para la explotación de recursos convencionales se mantiene en 25 años. Para la explotación de recursos no-convencionales se establece un plazo de 35 años, incluida una prueba piloto de hasta 5 años. En el caso de la operación costa afuera (*offshore*), las concesiones se otorgan por periodos de hasta 10 años. Bajo la anterior Ley de Hidrocarburos las concesiones podían extenderse solo una vez por un periodo de 10 años. La nueva Ley No. 27.007 establece extensiones sucesivas para la explotación de recursos convencionales y no-convencionales por periodos de 10 años cada una. Incluso las concesiones que se dieron con anterioridad a esta modificación o que ya se hubieran extendido una vez, podrán ser extendidas nuevamente.
- Reserva de áreas y método de transporte: la Ley No. 27.007, desde su entrada en vigor, eliminó la posibilidad de que el gobierno de Argentina y las Provincias puedan reservarse áreas para la explotación exclusiva a través de entidades públicas o compañías con participación estatal. Sin embargo, los contratos ya celebrados por dichas entidades públicas o compañías con participación estatal para la exploración y desarrollo de áreas reservadas se regirán bajo la regulación anterior a la Ley No. 27.007.
- Permisos de exploración y concesiones de explotación: la Ley No. 27.007 actualizó los valores de los derechos aplicables. En el caso de permisos de exploración, establece la posibilidad de compensar hasta el 90% con inversiones en exploración durante el segundo periodo del plazo y durante la extensión, según sea aplicable.
- Regalías: la tasa del 12% establecida en la Ley de Hidrocarburos original se mantuvo. También se mantiene la posibilidad de reducir la tasa en casos excepcionales en hasta 5%, así como la posibilidad de aumentarla en 3% para extensiones sucesivas. La nueva ley, ahora introduce un límite máximo de 18% para todos los casos. Adicionalmente, contempla la posibilidad de aplicar una tasa reducida de hasta 50% para proyectos (i) de producción en que se apliquen técnicas de recuperación mejorada del petróleo (Enhanced Oil Recovery —EOR— o Improved Oil Recovery —IOR—), (ii) de explotación de petróleos extrapesados (aquellos que requieran tratamiento especial por calidad inferior del crudo o viscosidad), y (iii) de explotación *offshore*.

La ley No. 27.007 establece que el Estado Nacional deberá incluir al régimen de promoción de inversión a los proyectos que requieran una inversión de US\$250.000.000 (Dólares doscientos cincuenta millones) o más durante un periodo de 3 años (el “Régimen de Promoción de Inversión”). Con anterioridad a esta modificación de

la Ley No. 27.007, los beneficios de este régimen aplicaban únicamente a los proyectos con una inversión de más de US1.000 millones en un periodo de 5 años.

Los beneficios bajo el Régimen de Promoción de Inversión se reconocerán después del tercer año y contemplarán el derecho a vender hasta 20% de la producción del proyecto a precios de los mercados internacionales para proyectos costa afuera (*offshore*) ya sean convencionales o no-convencionales, y 60% de la producción para proyectos costa afuera (*offshore*). Serán considerados proyectos costa afuera (*offshore*) aquellos en los cuales la perforación de pozos sea realizada en locaciones donde la distancia entre el lecho marino y la superficie, medida en la ubicación del pozo, en promedio entre el alta y la baja marea supere los 90 metros.

La Ley No. 27.007 también establece dos contribuciones pagaderas a las Provincias en relación con los proyectos amparados en este Régimen de Promoción de Inversión: (i) 2,5% del monto de la inversión inicial que será destinado a proyectos de responsabilidad social corporativa, a ser pagado por el titular del proyecto, y (ii) una contribución, a ser determinada por la Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas (“CPCE”), creada por el Decreto No. 1.277/2012, que tomará en cuenta la magnitud y el alcance del proyecto para financiar obras de infraestructura en la provincia relevante, a ser pagado por el Gobierno de Argentina.

Finalmente, la Ley No. 27.007 establece que el Gobierno de Argentina y las Provincias propiciarán la adopción de un tratamiento fiscal uniforme que promueva las actividades en materia de hidrocarburos.

Las concesiones en Argentina están reguladas por las leyes de Argentina y la resolución de cualquier controversia que involucre al Gobierno Argentino, deberá ser solventada en cortes federales, aunque las cortes de las Provincias podrán tener jurisdicción en ciertos asuntos.

En septiembre de 2016, la Resolución No. 212/2016 del entonces ex Ministerio de Energía y Minería estableció cuatro nuevos precios para los Punto de Ingreso al Sistema de Transporte (“PIST”) para el gas natural, y un nuevo esquema de tarifas para los usuarios que compran gas de distribuidores. Esta Resolución también establece que hasta la liberalización de los precios PIST, el ex Ministerio de Energía aprobaría el precio cada 6 meses (abril y octubre). Al ser aplicada esta regulación, el precio promedio para usuarios residenciales pasó de US\$1,29/MMBtu a principios de 2016 a US\$4,68/MMBtu en abril 2018.

En octubre de 2017, el ex Ministerio de Energía y Minería de Argentina determinó la terminación de los acuerdos sobre precios de petróleo crudo y gasolinas. Se liberaron los precios locales una vez que alcanzaron los niveles de los precios internacionales, y a partir de entonces mantienen paridad con éstos y se sujetan por completo a las reglas del mercado.

La fuerte depreciación del Peso ocurrida durante 2018, provocó que las refinerías y los productores hicieran acuerdos para minimizar el aumento en los precios. Esto ocasionó un desajuste temporal de los precios locales en Argentina en relación con los precios internacionales. El “Plan Gas” fue eliminado en diciembre de 2017, y como consecuencia los subsidios para la producción de gas convencional se eliminaron. El aumento en el precio recibido por los productores de gas natural, primero debido al “Plan Gas”, y después debido al incremento en los precios locales del gas, atrajeron inversión a proyectos de producción (*upstream*) provocando que se revirtiera el decremento en producción de gas de los últimos años. Este proceso permitió a Argentina a reducir las importaciones de gas natural y de hecho comenzó a exportar gas durante los meses de verano (cuando la demanda local disminuye).

Exploración y Producción

La exploración y producción de petróleo y gas natural se lleva a cabo a través de permisos de exploración y concesiones de explotación. Sin embargo, la Ley de Hidrocarburos permite el reconocimiento de la superficie de territorios no cubiertos por los permisos de exploración o las concesiones de explotación. La información obtenida durante el ejercicio de reconocimiento de la superficie debe ser puesta a disposición de la autoridad, quien tendrá prohibido hacer pública dicha información por un periodo de 2 años sin el consentimiento de quien llevó a cabo la exploración, excepto si es en conexión con el otorgamiento de los permisos de exploración o concesiones de explotación.

En caso de que el titular de un permiso de exploración descubra que la tierra es explotable para producir cantidades comercialmente viables de petróleo o gas, dicha persona podrá obtener la concesión exclusiva para la producción y explotación de esas reservas. La concesión de explotación le otorga al titular el derecho exclusivo de producir petróleo o gas del área cubierta por la concesión, así mismo le da derecho al titular a obtener una concesión de transporte para poder transportar el petróleo o gas producido.

Bajo la Ley de Hidrocarburos, los titulares de los permisos de exploración y las concesiones de explotación están obligados a llevar a cabo todos los trabajos necesarios para encontrar o extraer hidrocarburos utilizando técnicas apropiadas y a hacer las inversiones especificadas en sus permisos o concesiones respectivas. Adicionalmente, los titulares deben evitar dañar los campos y deben manejar de forma adecuada el desperdicio para prevenir accidentes o causar daños a actividades de agricultura, pesca, comunicaciones y marítimas, y deben cumplir con todas las leyes y regulaciones federales, de provincia y locales aplicables. Una falta en este sentido puede provocar que el Gobierno federal o provincial que otorgó los permisos o concesiones los pueda revocar o terminar de forma anticipada, según aplique. Recientemente, Gobiernos de las Provincias han revocado algunas concesiones argumentando que no se habían llevado a cabo las inversiones requeridas.

Los titulares de los permisos y concesiones deben pagar un canon anual o derechos, cuyo cálculo se basa en el área territorial cubierta por dicho permiso o concesión (de acuerdo con la sección 7° de la Ley de Hidrocarburos). Los titulares de las concesiones de explotación están obligados a pagar por dichas concesiones y a hacer pagos de regalías al gobierno de Argentina.

Certificación de Reservas y Recursos en Argentina

La estimación de reservas y recursos en Argentina se rige principalmente por la Resolución No. 324/2006 de la Secretaría de Energía y la Resolución No. 69-E/2016 de la Secretaría de Recursos Hidrocarburíferos. Este reglamento requiere que los titulares de permisos de exploración y concesiones de explotación presenten, a más tardar el 31 de marzo de cada año, estimaciones de las reservas y recursos de gas natural y petróleo existentes al 31 de diciembre del año anterior. Las estimaciones deben ser certificadas por un auditor externo y enviadas a la Secretaría de Energía. La información debe presentarse siguiendo los criterios aprobados por la "SPE" (*Society of Petroleum Engineers*), el "WPC" (*World Petroleum Council*) y la "AAPG" (*American Association of Petroleum Geologists*), los cuales son ampliamente aceptados internacionalmente.

Bajo estas definiciones, las reservas son aquellas cantidades de hidrocarburos líquidos y gaseosos que se espera sean recuperables comercialmente mediante la aplicación de proyectos de desarrollo a acumulaciones conocidas a partir de una fecha determinada y en condiciones definidas. Las reservas deben satisfacer cuatro criterios: descubiertas, recuperables, comerciales y restantes (a la fecha de la evaluación) basados en los proyectos de desarrollo aplicados.

Adicionalmente, de acuerdo con el grado de certeza que será comercialmente recuperable, las reservas se clasifican como probadas, probables y posibles. Se espera que las reservas desarrolladas probadas se recuperen de los pozos e instalaciones existentes, mientras que las Reservas Probadas No Desarrolladas son cantidades que se espera recuperar mediante inversiones futuras. Por otra parte, la estimación de las "reservas probadas de petróleo y gas natural", basada en la Resolución No. 324/2006 de la Secretaría de Energía de la Nación y en la Resolución No. 69-E/2016 de la Secretaría de Recursos Hidrocarburíferos, puede diferir de las normas exigidas por los reglamentos de la SEC. Véase la Sección "*Factores de Riesgo – Las estimaciones sobre reservas de petróleo y gas se basan en supuestos que podrían ser inexactos*".

Los recursos contingentes son aquellas cantidades de hidrocarburos que, a una fecha determinada, se estima que pueden recuperarse potencialmente de acumulaciones conocidas mediante las técnicas actuales, pero que el proyecto o proyectos aplicados aún no se consideran suficientemente maduros para su desarrollo comercial debido a una producción poco rentable o a la falta de un mercado viable. La estimación de recursos prospectivos es definida por SPE/WPC como aquellas cantidades de petróleo que se estiman, en una fecha determinada, potencialmente recuperables de acumulaciones no descubiertas, las cuales no es necesario reportar.

Los criterios técnicos y económicos (incluyendo precios de venta esperados, inversiones proyectadas, evolución de los costos operativos, administrativos y de transporte, impuestos y derechos estimados) utilizados para estimar las reservas y los recursos contingentes son definidos por los operadores y están sujetos al control de auditores externos, quienes validan la información presentada a la Secretaría de Energía para su certificación oficial.

La información incluida en este apartado del Prospecto relativa a las reservas probadas de Argentina ha sido elaborada a partir de información oficial y de dominio público de la Secretaría de Energía. Las referencias a las "reservas probadas" de Argentina siguen la definición de "reservas probadas" que figura en las directrices publicadas por la Secretaría de Energía. Sin embargo, la información sobre las reservas probadas de Vista incluida en este Prospecto ha sido preparada de acuerdo con las definiciones de la Regla 4-10(a) de la Regulación S-X o del Sistema de Gestión de Recursos Petrolíferos de la *Society of Petroleum Engineers' Petroleum Resources Management System*, que difieren de las directrices pertinentes publicadas por la Secretaría de Energía de la

Nación. A título ilustrativo, los volúmenes de reservas probadas de 2017 correspondientes a los yacimientos adquiridos por Vista fueron de 52,2 MMboe de acuerdo a la Regla 4-10(a) de la Regulación S-X y 55,8 MMboe de acuerdo a la Secretaría de Energía de la Nación (es decir, una diferencia de 6,8% entre dichos volúmenes).

Transporte

La Ley de Hidrocarburos provee a los productores de hidrocarburos a obtener del Gobierno Argentino una concesión de 35 años para el transporte de petróleo, gas y productos derivados a través de un proceso público. Los productores están sujetos a las provisiones del Programa de Estimulo de Gas Natural, y para transportar sus hidrocarburos no necesitan participar en un proceso público. El plazo de las concesiones de transporte puede extenderse por hasta 10 años adicionales, a través de una aplicación para dicha extensión al gobierno de Argentina.

El concesionario tiene derecho a transportar petróleo, gas y productos refinados y a construir y operar oleoductos, ductos para gas, instalaciones de almacenamiento, estaciones de bombeo, plantas de compresión, carreteras, ferrovías y otro tipo de infraestructura y equipamiento necesario para la operación eficiente del sistema de oleoductos. Si bien el concesionario está obligado a transportar hidrocarburos de terceros a cambio de una comisión sin discriminación, esta obligación aplica únicamente si dicho productor tiene capacidad excedente una vez que sus necesidades de transporte propias ya hayan sido cubiertas.

Las tarifas están sujetas a la aprobación de ENARGAS o la Secretaría de Energía, dependiendo si lo que está siendo transportado es gas o petróleo crudo. La Resolución SE No. 5/04, según fue modificada, establece las tarifas máximas:

- Para las tarifas de transporte de hidrocarburos a través de oleoductos y ductos de propósito múltiple, así como para las tarifas del almacenamiento, el uso de capacidad y el manejo de hidrocarburos líquidos, y
- Que pueden ser deducidos en relación al transporte de petróleo crudo por aquellos productores que, a la fecha de la regulación, transportan su producción a través de ductos propios no-regulados, con el objetivo de determinar regalías.

Al momento de la expiración de las concesiones de transporte, la propiedad de los ductos e instalaciones relacionadas se transferirá al gobierno de Argentina sin ninguna contraprestación en favor del concesionario.

El 7 de febrero de 2019, el Gobierno Argentino emitió el Decreto No. 115/2019, que modifica algunas disposiciones relevantes del Decreto No. 44/1991. En virtud de este reglamento, los titulares de concesiones de transporte de productos de hidrocarburos (tanto las concesiones existentes como las nuevas) tendrán derecho a celebrar contratos de transporte marítimo para la prestación de servicios de transporte, cuyos precios y volúmenes se acordarán libremente con los cargadores. Además, el Decreto 115/2019 establece que la capacidad no contratada o no utilizada (*capacidad disponible*), permanecerá sujeta al *acceso abierto* en virtud de la Ley de Hidrocarburos y el Decreto 44/1991. Para dicha capacidad disponible (a ser informada anualmente por los titulares de las concesiones), la Secretaría de Energía de la Nación establecerá la tarifa correspondiente (a ser reestablecida cada 5 años). Con respecto a la ampliación de los gasoductos existentes, la Secretaría de Energía proporcionará un mecanismo para asignar esa nueva capacidad mediante nuevas concesiones. Además, el nuevo reglamento autoriza a la Secretaría de Energía a definir los términos y condiciones para convocar licitaciones públicas para el otorgamiento de concesiones de transporte con base en propuestas de los inversionistas (lo que les dará a estos inversionistas un estatus preferencial), o para convocar licitaciones públicas con base en la demanda de servicios de transporte (por un plazo inicial de 35 años, seguido de períodos de prórroga de 10 años posteriores).

Agencia Gubernamental Autorizada

La Secretaría de Energía es la agencia federal gubernamental encargada de la aplicación de la Ley de Hidrocarburos. Sin embargo, el Poder Ejecutivo está a cargo de determinar las áreas en las que actividades relacionadas con hidrocarburos deben ser promovidas, y junto con los Gobiernos de las provincias, está a cargo del otorgamiento de permisos y concesiones. De acuerdo a la Ley de Federalización de los Hidrocarburos No. 24.145, cada Provincia tienen la autoridad de hacer cumplir la Ley de Hidrocarburos en su propio territorio.

Bajo el Decreto No. 585/18, el antiguo Ministerio de Energía y Minería se convirtió en el Ministerio de Energía, ya que el Ministerio de Producción se quedó con las facultades relacionadas a minería. Unos meses más tarde, a través del Decreto No. 801/2018, el Ministerio de Energía fue absorbido por el Ministerio de Hacienda. En este contexto, el ex Ministerio de Energía y Minería se convirtió en la Secretaría de Energía bajo la supervisión del Ministerio de Hacienda. Para propósitos de este Prospecto, la Secretaría de Energía, significa la Secretaría de

Gobierno de Energía bajo supervisión del Ministerio de Hacienda y/o cualquier otra agencia federal gubernamental de Argentina que esté a cargo en el futuro de la aplicación de la Ley de Hidrocarburos en el futuro, según sea aplicable.

Empresa Estatal de Energía

En octubre de 2004, el Congreso Argentino aprobó la Ley 25.943 que creó una nueva empresa estatal de energía, ENARSA (que posteriormente se renombró como IEASA). Los objetivos de IEASA son, a través de terceros o mediante operaciones en conjunto con terceros, (i) estudiar, explorar y explotar las reservas naturales de hidrocarburos; (ii) el transporte, procesamiento y comercialización de hidrocarburos y sus productos derivados, directa o indirectamente; (iii) el transporte y distribución de gas natural; y (iv) la generación, transporte, distribución y comercialización de electricidad. Asimismo, el artículo 2 de la Ley 25.943 otorgó a IEASA todas las concesiones de exploración respecto a todas las áreas costa afuera (*offshore*) ubicadas a más de 12 millas náuticas desde la costa hasta el límite exterior de la plataforma continental, que quedaron vacantes a la entrada en vigor de la Ley del 3 de noviembre de 2004. Sin embargo, ese artículo fue posteriormente derogado por el artículo 30 de la Ley 27.007, que contempla la reversión y transferencia de todos los permisos de exploración y concesión de las áreas costa afuera (*offshore*) nacionales al ex Ministerio de Energía y Minería, para las cuales no hubo acuerdos de asociación firmados con IEASA en el marco de la Ley 25.943. La Ley 27.007 eximió de dicha reversión los permisos de exploración y las concesiones de explotación existentes a la entrada en vigor de dicha ley que se habían otorgado antes de la Ley 25.943. De esta manera, las áreas costa afuera (*offshore*) de Argentina, con las especificaciones mencionadas, están nuevamente bajo la jurisdicción del Gobierno Nacional y pueden otorgarse a través de los mecanismos previstos en la Ley de Hidrocarburos y otras leyes que la complementan.

En noviembre de 2017, el Poder Ejecutivo de Argentina decretó la fusión de ENARSA y EBISA (Emprendimientos Energéticos Binacionales S.A.), siendo la primera empresa la fusionante, ahora conocida como IEASA (Integración Energética Argentina S.A.). Asimismo, la regulación instruye al ex Ministerio de Energía y Minería a promover las medidas para despojarse de las participaciones de ciertas plantas de generación de energía.

Requerimientos de Capital

La Ley de Hidrocarburos requiere que, para participar en cualquier actividad de exploración, producción o transporte de petróleo y gas, las empresas deben cumplir con ciertos requerimientos de capital y estándares de solvencia financiera.

La Resolución No. 193/03 establece que, para recibir y mantener los permisos o concesiones, el titular del permiso o concesionario debe tener un capital mínimo de AR\$2 millones, en el caso de áreas terrestres, y de AR\$20 millones, en el caso de las áreas costa afuera, y que dicho capital mínimo debe mantenerse durante todo el periodo del permiso o concesión. El incumplimiento de este requisito puede dar lugar a sanciones, incluidas multas o incluso la eliminación del registro de las compañías de petróleo y gas del Ministerio de Energía. Hasta el 70% de estos requerimientos de capital pueden satisfacerse mediante garantías financieras o de otro tipo.

Mercado de Petróleo Crudo

Buscando fomentar la inversión y la producción, se han emitido varias resoluciones relacionadas con el mercado de petróleo crudo. La Resolución No. 394/2007, que impuso nuevas restricciones a las exportaciones de crudo al fijar su precio, tuvo el efecto de dejar a los productores indiferentes al decidir entre atender el mercado local o el internacional, ya que el estado capturaría cualquier ingreso extraordinario que el productor pudiera ganar con las exportaciones.

La producción de petróleo crudo ha mostrado una tendencia a la baja en los últimos años. Por lo tanto, como fue el caso en el mercado del gas, el Gobierno Argentino comenzó a buscar herramientas y regulaciones que pudieran reiniciar el camino hacia el crecimiento. A tal efecto, el Gobierno Argentino creó el programa Petróleo Plus (Resolución No. 1312/2008).

Según el programa Petróleo Plus, los productores de petróleo capaces de demostrar un aumento en su producción de petróleo y la reposición de sus Reservas Probadas tenían derecho a una serie de créditos fiscales que podían aplicar al pago de derechos de exportación sobre su petróleo, GNL y otros subproductos que se establecen bajo la Resolución No. 394/2007. El programa Petróleo Plus entró en vigor el 1 de diciembre de 2008,

con efecto retroactivo al 1 de octubre de 2008. Estos certificados de crédito fiscal emitidos por la Secretaría de Energía Eléctrica son transferibles.

En febrero de 2015, se publicó la Resolución No. 14/2015 de la CPCE, que creó el Programa de Estímulo a la Producción de Petróleo (el “Programa de Estímulo al Petróleo”). Las compañías que participan en el Programa de Estímulo al Petróleo, acordaron un piso de producción mínimo (la “Producción Base”) y podrían esperar recibir US\$3/bbl o US\$2/bbl (para el mercado nacional y de exportación, respectivamente) por cualquier barril que exceda la Producción Base hasta un precio máximo por barril de US\$70/bbl para el petróleo denominado Escalante y US\$84/bbl para el petróleo denominado Medanito.

El 13 de julio de 2015, el Gobierno Argentino, a través del Decreto No. 1.330/2015, finalizó el programa Petróleo Plus, estableciendo una compensación pagadera en bonos soberanos argentinos (es decir, aquellos denominados BONAR 2018 y BONAR 2024) por créditos fiscales acumulados, pero no pagados en virtud de este programa.

El 11 de enero de 2017, el Gobierno Argentino, los productores y los refinadores firmaron el “Acuerdo para la Transición a Precios Internacionales de la Industria Hidrocarburífera Argentina” estableciendo un esquema predefinido con respecto al precio del barril de petróleo producido en Argentina para seguir los precios internacionales.

El 20 de marzo de 2017, el Gobierno Argentino, a través del Decreto No. 192/2017, creó un registro que requiere la autorización de la Secretaría de Energía para proceder con la importación de petróleo crudo o de ciertos derivados.

Como consecuencia, luego de la terminación del Acuerdo para la Transición a Precios Internacionales de la Industria Hidrocarburífera Argentina y el Decreto No. 192/2017, los precios actuales en el mercado nacional de crudo y combustibles refinados son establecidos libremente por los participantes del mercado y determinados por oferta y demanda.

A partir del 1 de enero de 2017, se puso fin a la capacidad del Gobierno Argentino para establecer las tasas aplicables a los impuestos de exportación del petróleo crudo, creada por la Ley No. 25.561. Por lo tanto, a partir de esta fecha, no existen retenciones a las exportaciones de hidrocarburos.

En septiembre de 2018, el Gobierno Argentino restableció, mediante el Decreto No. 793/2018, impuestos de exportación del 12% sobre productos básicos con un tope de AR\$4 por cada US\$1 para todos los productos primarios de exportación (AR\$3 por cada US\$1 para el resto de los productos). Según el proyecto de ley del Presupuesto Federal de 2019, estas obligaciones estarán vigentes hasta diciembre de 2020. Además, el 2 de enero de 2019, el Decreto No. 1201/2018 impuso exportación de servicios gravables, según se define en el Código Aduanero Argentino (Ley No. 22.415), modificada por la Ley de Presupuesto Público No. 27.467 (es decir, servicios prestados en el país, utilizados o explotados efectivamente en el extranjero), prestados para una consideración evaluable y no bajo una relación laboral, con un impuesto de exportación del 12% (con un límite de AR\$4 por cada US\$1) a partir del 1 de enero de 2019 al 31 de diciembre de 2020.

Estabilidad de los Precios de Combustibles

A principios de la década de 2000, se hizo un esfuerzo por mitigar el impacto del aumento significativo de los precios internacionales del petróleo y sus derivados en los precios internos y garantizar la estabilidad de los precios del petróleo crudo, la gasolina y el diésel, a solicitud del Gobierno Argentino. Los productores de hidrocarburos y las refinerías celebraron una serie de acuerdos temporales que contenían límites de precios con respecto a las entregas de petróleo crudo. A fines de 2004, a la luz de los aumentos en el WTI, el Gobierno Argentino estableció una serie de medidas para garantizar el suministro de petróleo crudo a los refinadores locales a niveles de precios consistentes con el precio minorista local de los productos refinados. Posteriormente, cuando los precios internacionales bajaron en 2014, el Gobierno, los productores y los refinadores acordaron un precio local del petróleo superior al internacional para mantener el nivel de actividad en el segmento de producción (*upstream*).

En octubre de 2017, la Secretaría de Energía determinó la finalización del acuerdo para el precio interno del petróleo crudo y los combustibles. Los precios internos se liberaron después de haber alcanzado el nivel de

los precios internacionales y, a partir de ese punto, se ha mantenido la paridad de los mismos con una operación completa de las reglas del mercado. Los productores y refinadores actualmente negocian libremente los precios de compra y venta del petróleo.

Sin embargo, la fuerte depreciación del Peso durante el 2018 impidió a los productores de petróleo captar los aumentos en los precios de las materias primas, dada la incapacidad de los refinadores para traspasar a los precios los aumentos de los costos de bombeo. Esto llevó a un desacoplamiento temporal de los precios del petróleo crudo en Argentina de los precios del petróleo crudo en el mercado internacional.

Mercado de Gas

El aumento en el precio recibido por los productores de gas natural, primero por el “Plan Gas” y, posteriormente, por el aumento en los precios internos del gas, atrajo inversiones en proyectos de producción de gas (*upstream*) y revertió la disminución en la producción de gas en los últimos años. Este proceso permitió a Argentina reducir las importaciones de gas natural e incluso exportar volúmenes de gas en los meses de verano, cuando la demanda estacionaria interna es menor.

Sin embargo, la reciente inestabilidad macroeconómica que enfrentan los mercados emergentes y la economía argentina, en particular, tuvo un impacto en el sector de petróleo y gas, entre otras industrias. Entre el 2 de mayo de 2018 y el 1 de octubre de 2018, el tipo de cambio se deslizó de 20,9 a 38,7 Pesos por Dólar según la tasa de compra de Dólares publicada por el Banco de la Nación Argentina. Debido al hecho de que los precios internos de los usuarios finales se establecen en la moneda local, las compañías de producción (*upstream*) no pudieron traspasar el aumento, por lo que cobraron precios inferiores en Dólares. Si bien los precios del gas natural en Argentina están denominados en Dólares, las tarifas pagadas por los usuarios finales regulados están denominadas en moneda local. En este contexto, debido a la imposibilidad de ajustar las tarifas en el corto plazo, los precios de los productores disminuyeron de un promedio de US\$4,4 por MMBtu en 2017 a US\$4,4 por MMBtu en promedio en 2018 para el gas entregado a clientes regulados.

Varias reformas del mercado del gas se hicieron con la finalidad de regular el suministro de gas para asegurar que se cumpla el suministro de la demanda prioritaria. Esta estructura se conoce como el “acuerdo de los productores”, dividiendo la demanda las siguientes categorías: (i) demanda prioritaria (residencial), (ii) gas natural comprimido, (iii) plantas industriales y eléctricas, y (iv) exportaciones. Cada segmento paga un precio diferente por el gas, siendo los segmentos industriales y de exportación los únicos segmentos con precios de mercado de flotación libre. Los precios en moneda local de los segmentos regulados, excepto el segmento de demanda prioritaria, experimentaron ligeros aumentos en los últimos años, para acercarlos gradualmente al precio no regulado, que era mucho más alto que los precios en los otros sectores.

El 6 de marzo de 2017, el Ministerio de Energía emitió la Resolución No.46-E/17, que creó el “Programa de Estímulo para la Producción No Convencional”, con el objetivo de promover inversiones en la producción de gas no convencional (gas compacto, de arenas compactas, o gas de *shale*) en campos ubicados en la Cuenca Neuquina. Al determinar el valor de las tarifas para el servicio público en la distribución de gas para 2017, el Ministerio de Energía emitió la Resolución 74/2017 el 30 de marzo de 2017, que adoptó los valores de punto de entrada del gas para el sistema de transporte y es aplicable a partir del 1 de abril de 2017. Además, el 30 de noviembre de 2017, el Ministerio de Energía emitió la Resolución 474-E/2017 que adoptó los valores de punto de entrada del gas para el sistema de transporte y es aplicable a partir del 1 de diciembre de 2017.

c) Descripción de las actividades y negocios

Nuestras operaciones

Al 31 de marzo de 2019, éramos el sexto mayor productor de petróleo en Argentina, de acuerdo con la Secretaría de Energía. Reportamos una producción diaria promedio de 25.305 boe/d en el periodo de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2019. Nos proponemos alcanzar una producción diaria promedio de aproximadamente 65.000 boe/d para 2022 mediante el desarrollo de nuestra extensión de acres de *shale*, lo cual equivale a una tasa compuesta de crecimiento promedio del 28% con respecto a nuestra producción diaria promedio del periodo de tres meses finalizado el 31 de marzo del 2019. A la fecha de este Prospecto nuestra cartera de activos incluye participaciones en 13 bloques de hidrocarburos ubicados en el país. Somos operadores

de 10 de estos bloques, los cuales representan el 99% de nuestra producción neta. Contamos con aproximadamente 525.000 acres netos y operamos el 96% de dicha superficie.

Al 31 de diciembre de 2018 contábamos con Reservas Probadas equivalentes a 57,6 MMboe en Argentina, 94% de ellas ubicadas en yacimientos convencionales, de las cuales aproximadamente 60% consisten en petróleo.

Al desarrollar nuestra extensión de acres convencionales utilizamos activos que generan flujos de caja significativos con bajo riesgo, combinados con un balance general sólido y un plan de crecimiento rentable.

El plan de desarrollo de Vista Argentina para 2019 y 2020 se enfoca principalmente en el desarrollo de sus recursos no convencionales en la formación Vaca Muerta, especialmente en el bloque Bajada del Palo Oeste. El plan de desarrollo contempla la inversión de aproximadamente US\$1.800 millones (excluidas las inversiones en instalaciones) hasta 2022 en la primera fase de desarrollo del área —que incluye la perforación de aproximadamente 200 pozos, 130 de los cuales se espera se dirijan a la formación Vaca Muerta. Nuestra intención es financiar estas inversiones mediante una combinación entre recursos generados a nivel interno y financiamiento mediante deuda y capital.

La siguiente tabla contiene información acerca de las áreas sobre las que tenemos derechos, así como de nuestras reservas y producción estimadas durante los periodos indicados:

Bloque	Acres brutos	Acres netos	Participación	Operador	Producción neta		Vencimiento de la concesión
					Reservas probadas netas al 31 de diciembre de 2018 (MMboe)	promedio por el periodo de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2019 (Mboe/d)	
Cuenca Neuquina							
Entre Lomas Neuquén	99.665	99.665	100%	Vista	3,4	1,4	2026
Entre Lomas Río Negro	83.349	83.349	100%	Vista	15,5	7,4	2026
Bajada del Palo Oeste ⁽¹⁾	62.641	62.641	100%	Vista	15,9	5,4	2053
Bajada del Palo Este ⁽¹⁾	48.853	48.853	100%	Vista	3,1	1,4	2053
Jarilla Quemada	47.617	47.617	100%	Vista	0,4	0,7	2040
Charco del Palenque ⁽²⁾	47.963	47.963	100%	Vista	1,4	-	2034
25 de Mayo-Medanito	32.247	32.247	100%	Vista	8,6	3,9	2026
Jagüel de los Machos	48.359	48.359	100%	Vista	7,0	4,5	2025
Coirón Amargo Norte	26.598	14.629	55%	Vista	0,6	0,3	2037
Águila Mora	23.475	21.128	90%	Vista	0	0	2019
Coirón Amargo Suroeste	16.440	1.644	10%	Shell	1,3	0,1	2053
Cuenca Golfo San Jorge							
Sur Río Deseado Este	75.604	12.807	16,9%	Alianza Petrolera	0	0	2021
Cuenca Noroeste							
Acambuco	293.747	4.406	1,5%	Pan American Energy	0,5	0,2	2036/2040

(1) Con base en las reservas probadas desarrolladas para los bloques Bajada del Palo Oeste y Bajada del Palo Este para el interés de Vista al 31 de diciembre de 2018 (que constituían un solo bloque antes del 21 de diciembre de 2018), estimamos que de la producción convencional total de Bajada del Palo durante el periodo de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2019, el 66% del total convencional de los volúmenes de petróleo, y el 82% del total convencional de los volúmenes de gas natural corresponden a la concesión de Bajada del Palo Oeste.

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

Panorama general

Durante los años terminados el 31 de diciembre de 2017 y 2018, y el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2019 nuestra producción estuvo concentrada en los siguientes activos en la Cuenca Neuquina: Entre Lomas Neuquén, Entre Lomas Río Negro, Bajada del Palo Oeste, JDM, 25 de Mayo-Medanito, Bajada del Palo Este, Charco del Palenque, Jarilla Quemada y Coirón Amargo Norte. También contamos con algunos activos en las cuencas Noroeste y del Golfo San Jorge, que en conjunto con nuestros activos en la Cuenca Neuquina ascienden a aproximadamente 525.000 acres netos. Al 31 de marzo de 2019 éramos propietarios de 1.055 pozos productivos en el país.

Tenemos derechos sobre aproximadamente 134.000 acres netos ubicados en Bajada del Palo Oeste, Bajada del Palo Este, Águila Mora y Coirón Amargo Sur Oeste, en la formación de *shale oil* Vaca Muerta. Somos operadores de tres de estos bloques, los cuales representan el 99% de nuestros acres netos de *shale*. Estos activos

están rodeados por bloques en los que otros operadores han realizado pruebas piloto exitosas y se encuentran en pleno proceso de desarrollo de campos incluyendo los bloques de Loma Campana, La Amarga Chica, El Orejano, Bandurria Sur, Cruz de Lorena y Sierras Blancas que durante el mes de septiembre de 2018 reportaron una producción diaria promedio de petróleo combinada de 60,4 Mbbl en el primer trimestre de 2019 (representando el 79% de la producción total diaria de petróleo aproximada de Vaca Muerta en el período). Consideramos que nuestra exposición a los riesgos geológicos y operativos es reducida como resultado de los exitosos pilotos y desarrollos de las concesiones circundantes. Además, la ubicación del bloque Bajada del Palo Oeste, en el que hemos ajustado y puesto en producción nuestra primera plataforma de 4 pozos enfocada en la formación Vaca Muerta a finales de febrero de 2019, y la cual tomo nuestra producción de *shale* de cero a una cima de 6.500 boe/d a mediados de abril de 2019, impulsado por un fuerte rendimiento individual de los pozos, es contigua a nuestras instalaciones de transporte y tratamiento existentes, que cuentan con suficiente capacidad de almacenamiento disponible para procesar y entregar al mercado nuestra producción inicial de *shale*, apoyando así nuestros objetivos de incremento de la producción y generación de flujos de caja. Dado que la mayor parte de los acres que opera Vista Argentina forman un área continua, podremos aprovechar las sinergias generadas al compartir las instalaciones en superficie, equipo de perforación y contratos de prestación de servicios de terminación de pozos y servicios de operación y mantenimiento para reducir los costos de desarrollo y operación de nuestra producción de *shale*.

Dentro de nuestros acres para desarrollo más importantes contamos con un vasto inventario de más de 400 sitios de perforación enfocados en la formación Vaca Muerta, el cual es suficiente para más de 11 años. Nuestro inventario de perforación actual está ubicado en el bloque Bajada del Palo Oeste y nos ofrece atractivas oportunidades de crecimiento en producción y obtención de altos retornos. Tenemos la intención de ampliar nuestro inventario para perforación mediante la realización de pruebas en horizontes de navegación adicionales, tales como el Carbonato Superior, Carbonato Medio e Inferior, en el bloque Bajada del Palo Oeste y la delineación adicional de las áreas sobre las que tenemos derechos en los bloques Bajada del Palo Este y Águila Mora.

Al 31 de diciembre de 2018 contábamos con Reservas Probadas por un total de 57,6 MMboe en Argentina, de las cuales el aproximadamente el 60% eran reservas de petróleo. En el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2019, nuestra producción diaria promedio ascendió a 25.305 boe/d, de la cual el petróleo crudo representó el 59%, el gas natural el 39% y los GNL el otro 2%. Desde la Combinación Inicial de Negocios hemos reducido nuestro costo de operación promedio a US\$ 16,9 por boe durante el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2018 (información correspondiente a todos los activos adquiridos en la Combinación Inicial de Negocios) a US\$ 12 por boe por el período finalizado el 31 de marzo de 2019 controlando los costos con un nuevo modelo de contratación y un fuerte enfoque en absorber el crecimiento de la producción no convencional con la base existente.

Producción de petróleo crudo y producción de gas natural.

Operamos la mayoría de sus bloques.

Casi el 100% de nuestra producción consiste en petróleo crudo ligero Medanita, que tiene una densidad superior a 30° de gravedad *American Petroleum Institute* (“API”).

Bloque	Producción neta promedio de petróleo por el periodo de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2019 (Mbbl/d) ⁽³⁾	Producción neta promedio de gas por el periodo de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2019 (MMcf/d) ⁽³⁾	Producción neta promedio de NGL por el periodo de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2019 (Mboe/d) ⁽³⁾
<i>Cuenca Neuquina</i>			
Entre Lomas Neuquén.....	1,1	1,5	0
Entre Lomas Río Negro.....	3,9	17,2	0,5
Bajada del Palo Oeste ⁽¹⁾	1,6	21	0
Bajada del Palo Este ⁽¹⁾	0,6	4,5	0
Jarilla Quemada ⁽²⁾	0,4	2	0
Charco del Palenque ⁽²⁾	-	-	0
25 de Mayo-Medanito.....	3,7	1,3	0
JDM.....	3,4	6,1	0
Coirón Amargo Norte.....	0,2	0,2	0
Águila Mora.....	0	0	0
Coirón Amargo Sur Oeste.....	0,1	0	0

Bloque	Producción neta promedio de petróleo por el periodo de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2019 (Mbbld) ⁽³⁾	Producción neta promedio de gas por el periodo de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2019 (MMcf/d) ⁽³⁾	Producción neta promedio de NGL por el periodo de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2019 (Mboe/d) ⁽³⁾
Cuenca del Golfo San Jorge			
Sur Río Deseado Este.....	0	0	0
Cuenca Noroeste			
Acambuco.....	0,0	1	0

(1) Con base en las reservas probadas desarrolladas para los bloques Bajada del Palo Oeste y Bajada (1) del Palo Este para el interés de Vista al 31 de diciembre de 2018 (el cual constituía un solo bloque antes del 21 de diciembre de 2018), estimamos que de la producción convencional total de Bajada del Palo durante el periodo de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2019, 66% del total convencional de los volúmenes de petróleo, y el 82% del total convencional de los volúmenes de gas natural corresponden a la concesión de Bajada del Palo Oeste.

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

(3) La producción de petróleo se compone de la producción de petróleo crudo. La producción de gas natural excluye el consumo de gas natural. La producción de NGL está compuesta de la producción de propano y butano y excluye la gasolina natural. Nuestra producción de gasolina natural se mezcla y vende con nuestro petróleo crudo y condensado y representa menos del 0,05% de nuestra producción diaria promedio.

La información incluida en la siguiente tabla corresponde a todos los activos adquiridos por nosotros en la Combinación Inicial de Negocios. Nuestra producción diaria promedio fue de 24.470 boe/d para el año finalizado el 31 de diciembre de 2018.

Bloque	Producción neta promedio de petróleo por el año finalizado el 31 de marzo de 2018 (Mbbld) ⁽³⁾	Producción neta promedio de gas por el año finalizado el 31 de marzo de 2018 (MMcf/d) ⁽³⁾	Producción neta promedio de NGL por el año finalizado el 31 de marzo de 2018 (Mboe/d) ⁽³⁾
Cuenca Neuquina			
Entre Lomas Neuquén.....	1,2	1,7	0,1
Entre Lomas Río Negro.....	4,0	11,0	0,6
Bajada del Palo Oeste ⁽¹⁾	1,3	20,0	0,1
Bajada del Palo Este ⁽¹⁾	0,7	4,4	0,0
Jarilla Quemada ⁽²⁾	0,5	3,1	0,0
Charco del Palenque ⁽²⁾	-	-	0,0
25 de Mayo-Medanito.....	3,6	2,2	0
JDM.....	3,0	6,1	0
Coirón Amargo Norte.....	0,3	0,4	0
Águila Mora.....	0	0	0
Coirón Amargo Sur Oeste.....	0,1	0,1	0
Cuenca del Golfo San Jorge			
Sur Río Deseado Este.....	0	0	0
Cuenca Noroeste			
Acambuco.....	0,0	1,2	0

(1) Con base en las reservas probadas desarrolladas para los bloques Bajada del Palo Oeste y Bajada del Palo Este para el interés de Vista al 31 de diciembre de 2018 (el cual constituía un solo bloque antes del 31 de diciembre de 2018), estimamos que de la producción convencional total de Bajada del Palo durante el periodo de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2019, 66% del total convencional de los volúmenes de petróleo, y el 82% del total convencional de los volúmenes de gas natural corresponden a la concesión de Bajada del Palo Oeste.

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

(3) La producción de petróleo se compone de la producción de petróleo crudo. La producción de gas natural excluye el consumo de gas natural. La producción de NGL está compuesta de la producción de propano y butano y excluye la gasolina natural. Nuestra producción de gasolina natural se mezcla y vende con nuestro petróleo crudo y condensado y representa menos del 0,05% de nuestra producción diaria promedio.

Concesiones

Hemos obtenido derechos sobre las siguientes concesiones de petróleo y gas:

Cuenca Neuquina: (a) una participación con operación del 100% en los derechos de explotación de las concesiones 25 de Mayo-Medanito, Jagüel de los Machos, Entre Lomas Neuquén y Entre Lomas Río Negro, a las que nos referimos en conjunto como “Entre Lomas”, Bajada del Palo Oeste, Bajada del Palo Este, y Jarilla Quemada y Charco del Palenque (en todos los casos, como operadora); (b) una participación con operación del 55% en los derechos de explotación de la concesión Coirón Amargo Norte; (c) una participación con operación del 90% en los derechos sobre el bloque denominado Águila Mora; y (d) una participación sin operación del 10% en los derechos sobre el bloque Coirón Amargo Sur Oeste (operado por O&G).

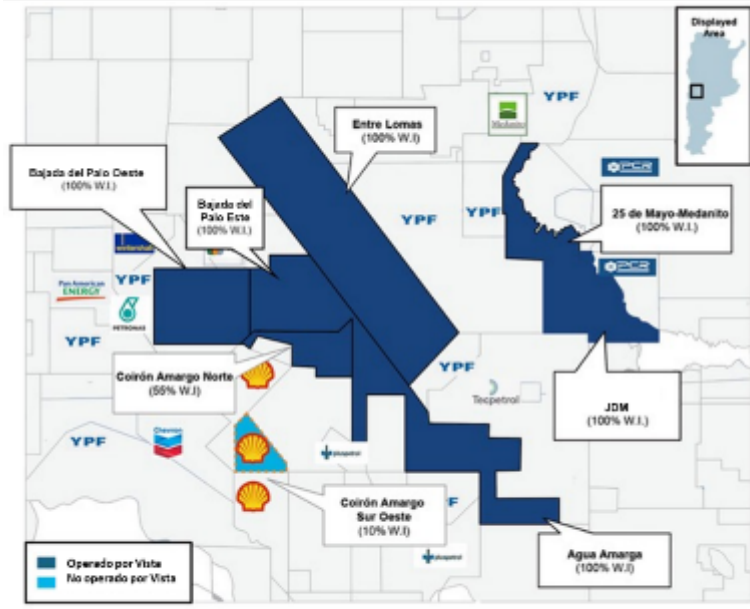
Cuenca del Golfo San Jorge: una participación sin operación del 16,95% en los derechos de explotación de la concesión Sur Río Deseado Este (operada por Alianza Petrolera); y

Cuenca Noroeste: una participación sin operación del 1,5% en los derechos de explotación de la concesión Acambuco (que está operada por Pan American Energy).

A la fecha de este Prospecto la cesión de las participaciones directas del 100% en las concesiones JDM y 25 de Mayo-Medanito a favor de Vista Argentina se encuentra pendiente de aprobación por parte de la provincia de Río Negro.

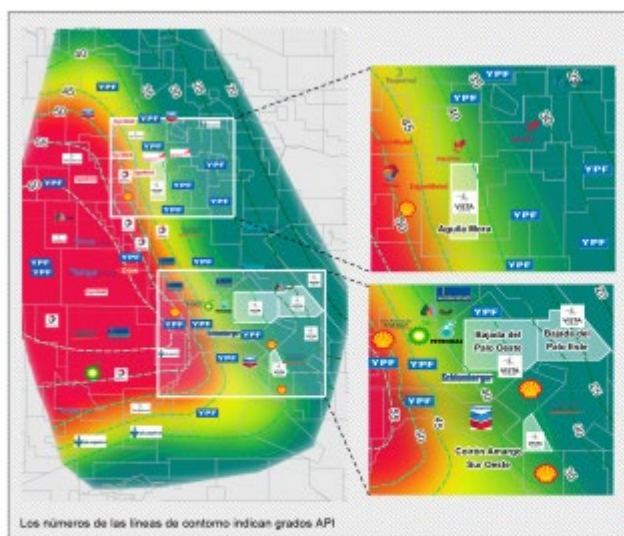
El siguiente mapa muestra la ubicación de los bloques ubicados en Argentina sobre los que tenemos derechos a la fecha:

Bloques de la Cuenca neuquina⁽¹⁾



	Entre Lomas
	<ul style="list-style-type: none"> Reservas netas 1P⁽²⁾ 18.8 MMBOE Producción promedio⁽³⁾ 8.9 Mboe/d Año fin de concesión 2026/2026
	Agua Amarga
	<ul style="list-style-type: none"> Reservas netas 1P⁽²⁾ 1.8 MMBOE Producción promedio⁽³⁾ 0.7 Mboe/d Año fin de concesión 2034/2040
	25 de Mayo – Medanito
	<ul style="list-style-type: none"> Reservas netas 1P⁽²⁾ 8.6 MMBOE Producción promedio⁽³⁾ 3.9 Mboe/d Año fin de concesión 2026
	JDM
	<ul style="list-style-type: none"> Reservas netas 1P⁽²⁾ 7.0 MMBOE Producción promedio⁽³⁾ 4.5 Mboe/d Año fin de concesión 2025
	Coirón Amargo Norte
	<ul style="list-style-type: none"> Reservas netas 1P⁽²⁾ 0.6 MMBOE Producción promedio⁽³⁾ 0.3 Mboe/d Año fin de concesión 2037

1. Dos bloques no operados en la cuenca Noroeste y Golfo San Jorge no se muestran. Águila Mora no se muestra, por favor ver mapa de bloques no convencionales.
2. Reservas netas probadas al 31 de diciembre de 2018 (MMboe).
3. Producción neta promedio para el periodo de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2019 (boe/d).



Bajada del Palo Oeste
<ul style="list-style-type: none"> ■ Acres netos: 62,641 (100% WI) ■ Plazo de concesión: 2053 ■ Plan 2019: 12 pozos nuevos en producción (8 pozos ya produciendo) ■ Operador: Vista ■ Compromiso: Gastos de capital por \$105MM hasta junio de 2020 (se desembolsaron \$107MM hasta el 1T19) ■ La producción alcanzó los 4,823 boe/d con 4 pozos en 2T19
Coirón Amargo Sur Oeste
<ul style="list-style-type: none"> ■ Acres netos: 1,644 (10% WI) ■ Plazo de concesión: 2053 ■ Plan 2019: 3 pozos nuevos en producción (completados en el 1T19) ■ Operador: Shell ■ Cuatro pozos actualmente en producción que validan la curva tipo de Vista
Bajada del Palo Este
<ul style="list-style-type: none"> ■ Acres netos: 48,853 (100% WI) ■ Plazo de concesión: 2053 ■ Operador: Vista ■ Compromiso: Gastos de capital por \$52MM hasta diciembre de 2021
Águila Mora
<ul style="list-style-type: none"> ■ Acres netos: 21,128 (90% WI) ■ Plazo de concesión: Solicitud de concesión no convencional presentada el 11 de junio - se espera autorización mediante Decreto Provincial en julio ■ Operador: Vista
<ul style="list-style-type: none"> ■ Áreas productivas ■ Plazo / Delimitación

Nuestros contratos de concesión no contienen disposiciones en materia de cambio de control, aunque la cesión de las concesiones está sujeta a autorización previa por parte del poder ejecutivo de la provincia donde se ubica la concesión correspondiente. Cuatro años antes de expirar una concesión, el concesionario debe presentar un estudio técnico-económico que fundamente las razones por las cuales no es conveniente el abandono de cada uno de los pozos inactivos. Estas concesiones pueden ser objeto de declaración de caducidad por falta de pago del canon respectivo y/o por incumplimiento sustancial de las obligaciones previstas en la ley o en la concesión respectiva. Además, podemos renunciar voluntariamente a toda o parte del área correspondiente en favor de las autoridades gubernamentales.

Entre Lomas Neuquén y Entre Lomas Río Negro

Somos operadores y titulares de una participación del 100% en los derechos de explotación de las concesiones Entre Lomas Neuquén y Entre Lomas Río Negro, mismas a las que nos referimos conjuntamente como “Entre Lomas”, ambas ubicadas en la Cuenca Neuquina, en las Provincias de Neuquén y Río Negro y Neuquén, respectivamente. Las concesiones de Entre Lomas se ubican aproximadamente 950 millas al suroeste de la Ciudad de Buenos Aires, en la cordillera este de los Montes Andinos. Se extienden sobre la frontera de las Provincias de Río Negro y Neuquén, aproximadamente 60 millas al norte de la ciudad de Neuquén. La concesión de Entre Lomas Neuquén comprende un área de 99.665 acres brutos y la concesión de Entre Lomas Río Negro comprende un área de aproximadamente 83.349 acres brutos y ambas producen petróleo y gas de diversas formaciones. Estos bloques tenían Reservas Probadas de 3,4 MMboe y 15,5 MMboe, respectivamente, al 31 de diciembre de 2018, y reportaron una producción de 1,4 Mboe/d (79% consistió en petróleo) y 7,4 Mboe/d (52% petróleo), respectivamente, en el periodo de tres meses terminado 31 de marzo de 2019. Las concesiones de Entre Lomas Neuquén y Entre Lomas Río Negro vencen en 2026.

Al 31 de diciembre de 2018 la Compañía está comprometida con la provincia de Río Negro a perforar 14 pozos de desarrollo, a un costo total estimado de US\$33,6 millones, y a realizar inversiones de capital en 18 obras de reacondicionamiento de pozos por un costo estimado de US\$8,7 y abandonar 4 pozos por un costo estimado de US\$0,6 millones, a realizar hasta el año 2022 inclusive.

Nuestro presupuesto para el año 2019 incluye la perforación y terminación de 4 pozos, de los cuales ya hemos perforado y completado 3, y la ejecución de 9 obras de reacondicionamiento de pozos, de las cuales ya habíamos realizado 2, al 31 de marzo de 2019. Nuestro presupuesto de gastos de capital para 2019 relacionado con estos compromisos es de US\$13,3 millones, de los cuales hemos desembolsado la suma de US\$7,8 millones al 31 de marzo de 2019.

Las unidades productivas son las areniscas continentales fluviales y eolianas de las formaciones Tordillo y Punta Rosada, así como las facies carbonáticas de la formación Quintuco. El desarrollo primario restante consiste en la perforación de pozos ubicados a las orillas de los campos y en pequeñas trampas aisladas en áreas con sistemas de fallas con relieves. Además, tenemos en curso proyectos de recuperación secundaria tales como el control de las propiedades del agua y la perforación de pozos adicionales en los campos ya existentes, que creemos que ofrecen un potencial significativo dados los bajos factores de recuperación actuales.

Bajada del Palo Oeste

Somos operadores y titulares de una participación del 100% en los derechos de explotación de la concesión Bajada del Palo Oeste en la cuenca neuquina, en la Provincia del Neuquén. Al 31 de diciembre de 2018 este bloque tenía Reservas Probadas de 2,1 MMboe no convencionales y 13,8 MMboe convencionales, y reportó una producción de 5,4 Mboe/d (de los cuales el 30% consistió en petróleo) en lo que respecta al periodo de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2019. El 21 de diciembre de 2018 obtuvimos una concesión de explotación no convencional por 35 años que vence en diciembre de 2053. Con motivo del otorgamiento de dicha concesión, Vista Argentina se ha comprometido a perforar ocho pozos horizontales e instalaciones relacionadas, totalizando una inversión de US\$105,6 millones hasta junio del 2020, de los cuales US\$107,2 millones ya fueron desembolsados al 31 de marzo de 2019 (incluyendo las correspondientes instalaciones por US\$14,7 millones).

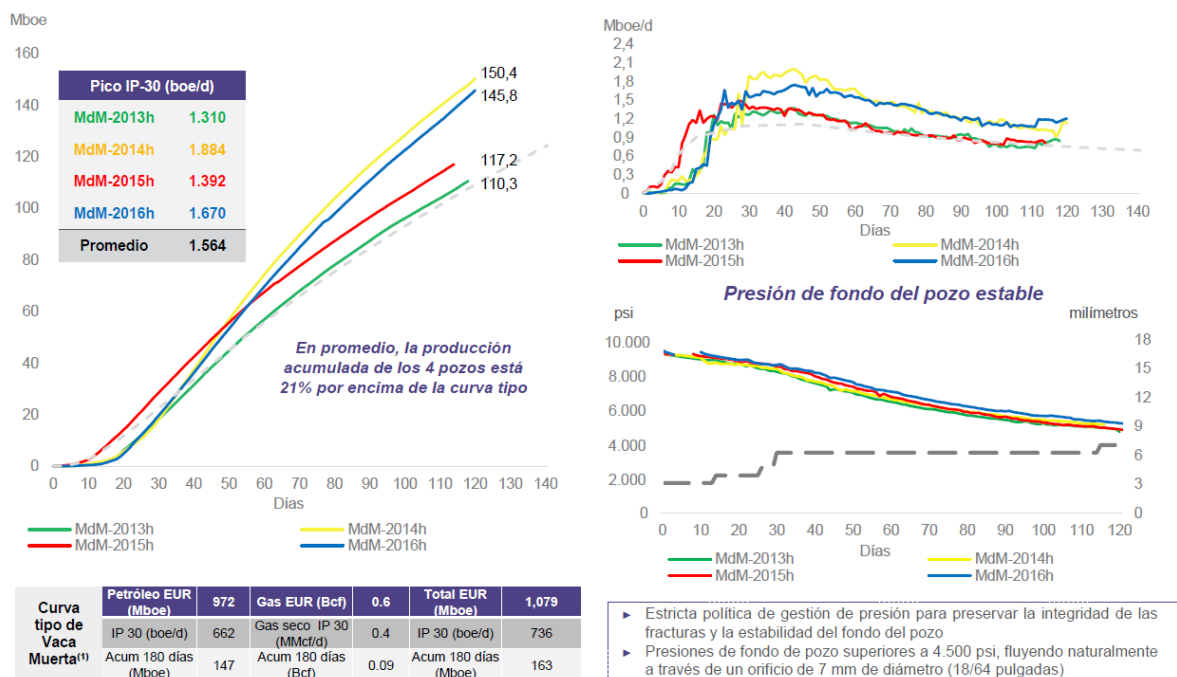
El presupuesto para el año 2019 incluye la perforación y terminación de 12 pozos e instalaciones por un monto total estimado de US\$227 millones. Con base en dicho presupuesto, esperamos cumplir con todos nuestros compromisos bajo esta concesión para el segundo trimestre de 2019.

Como operadores, hemos terminado de perforar y completar nuestros primeros dos pads de 4 pozos en Bajada del Palo Oeste, aterrizados en la formación Vaca Muerta. El primer pad de 4 pozos fue conectado en febrero de 2019 y el segundo, el cual terminamos de perforar y completar en julio de 2019, también fue conectado y puesto en producción.

En cada uno de estos dos pads de 4 pozos, aterrizamos dos pozos en el horizonte de navegación La Cocina y dos en Orgánico, con una longitud promedio de la rama horizontal de aproximadamente 8.366 pies horizontales (2.550 metros) en el primer pad y 6.946 pies horizontales (2.117 metros) en el segundo. Completamos cada pad con 10 clústers por etapa de fractura y 34 y 36 etapas de fractura promedio por pozo en el primer y segundo pad, respectivamente, con un espacio de fractura de 246 pies (75 metros) en el primer *pad* y 197 pies (60 metros) en el segundo. Durante la perforación y completación de nuestro segundo pad, logramos mejorar nuestra eficiencia de perforación aumentando nuestra velocidad de perforación a un promedio de 726 pies diarios, con respecto a un promedio de 477 pies diarios en nuestro primer pad. Adicionalmente, también mejoramos nuestra eficiencia de completación al aumentar nuestras etapas promedio de fracturas diarias a 7,6 con respecto a las 5,0 en nuestro primer pad, lo que representa un incremento del 52%. Como resultado, el costo de perforación y completación promedio por pozo se redujo de US\$13,8 millones a US\$12,6 millones, resultando en ahorros de aproximadamente 8,7%, los cuales fueron impulsados principalmente por la reducción en los costos por fractura desde US\$0,22 millones, en el primer pad, a US\$0,20 millones en el segundo pad. Nuestro plan sigue un enfoque de desarrollo en cubos que se centra en maximizar la productividad de los pozos.

Creemos que el enfoque y la experiencia de nuestro equipo nos permitió alcanzar 19,3 horas de tiempo de bombeo en un periodo de 24 horas, con 12.697 m3 de líquidos y 42.856 sxs de arena inyectados, resultando en 8 etapas de fractura en un mismo día y 5,0 etapas de fractura promedio por día en nuestro primer pad. Estas cifras fueron mejoradas en nuestro segundo pad de 4 pozos, alcanzando un tiempo de bombeo de 22 horas y, consecuentemente, alcanzando 11 etapas de fracturas en un mismo día y 7,6 etapas de fracturas promedio por día. Las mejoras en el rendimiento y en los costos de perforación de nuestro segundo pad fueron impulsadas principalmente por el uso de un equipo de perforación de menor tamaño (de tarifa más baja) para perforar las secciones superficiales e intermedias, y por el uso de un equipo con sistema giratorio dirigible durante la sección direccional y la mejora continua a través de nuestro modelo de contratación "One-Team". Adicionalmente, la mejora en nuestro desempeño en la completación del segundo pad es el resultado del uso de silobolsas para almacenar apuntalante cerca de la ubicación del pad y un sistema monoline frac-manifold para conectar los 4 pozos, así como una conexión alámbrica rig-lock y engrasado remoto de válvulas de fractura.

Hemos logrado rendimiento sobresaliente de producción por encima de la curva tipo de Vista

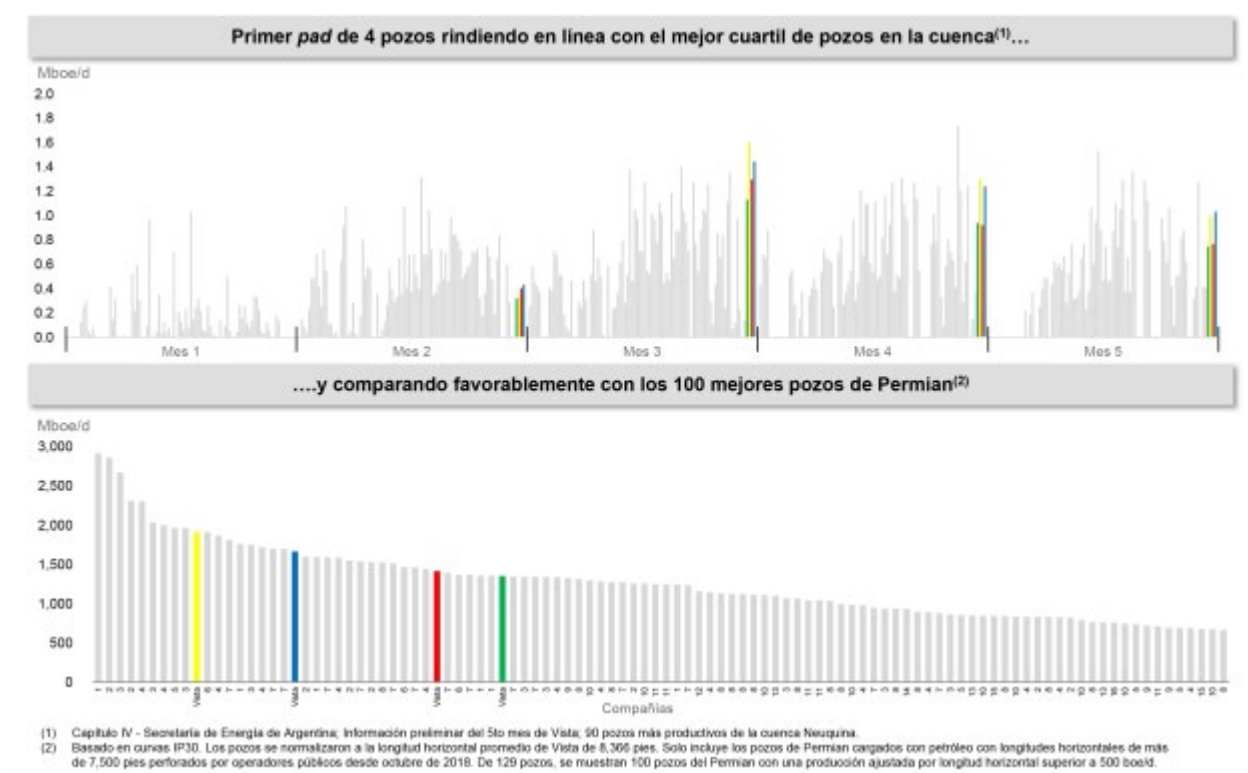


(1) Curva tipo definida en 2018

La curva tipo estimada de Bajada del Palo Oeste se basa en datos reales de producción obtenidos a partir de datos públicos de pozos horizontales de los Bloques La Amarga Chica, Bandurria Sur, Loma Campana, Sierras Blancas y Cruz de Lorena, estimado por simulación numérica. Cada pozo fue declinado siguiendo los métodos usuales de

la industria, para llegar a las estimaciones individuales sobre la recuperación final. Posteriormente, los pozos tipo P10-P50-P90 fueron estimados con base en la distribución de las recuperaciones finales. Para verificar la consistencia, aplicamos un proceso de simulación numérica. La porosidad efectiva y la saturación de agua se estimaron mediante la interpretación petrofísica de los registros de pozo abierto de pozos antiguos en Bajada del Palo Oeste. La heterogeneidad vertical de la roca tiene un efecto en el crecimiento de la fractura hidráulica, por lo que una interpretación detallada de los registros de imágenes de perforación junto con una descripción completa de los núcleos disponibles en la formación Vaca Muerta se utilizaron como entrada de heterogeneidad en un simulador de fractura hidráulica. Este proceso de trabajo reúne las propiedades geomecánicas y las heterogeneidades verticales de la roca y simula la geometría de la fractura para un diseño de fractura determinado. Los resultados se utilizan como entrada para la simulación numérica del yacimiento, donde la geometría de la fractura se combina con la capacidad de almacenamiento y flujo de la roca y las propiedades de los fluidos de los hidrocarburos. La salida de la simulación numérica se comparó entonces con la curva P50 a partir de la curva real distribución de datos de producción para la consistencia de los resultados.

El desempeño de nuestro primer pad de 4 pozos se compara favorablemente con los 90 mejores pozos perforados en Vaca Muerta, y con los 100 mejores pozos perforados en Permian desde enero de 2018, como se muestra en las tablas de abajo:



La implementación del modelo One Team Contracts, que alinea a los principales contratistas y a Vista detrás de los mismos objetivos, compartiendo objetivos de desempeño y compensación, en conjunto con las mejores prácticas en términos de logística, nos permitió alcanzar resultados de finalización sobresalientes en comparación con la cuenca. Creemos que este pad representa un evento innovador para nosotros, destacando la destreza técnica de Vista, su dedicación a la eficiencia, la calidad de la infraestructura y sus capacidades como operador de primera clase. Nuestro segundo *pad* de 4 pozos se ya completado en Bajada del Palo Oeste. Esperamos que estos pozos estén completamente operativos en las próximas semanas. A continuación se presenta un cronograma indicativo de nuestro plan de desarrollo acelerado apoyado por nuestro enfoque de “One Team”, en comparación con un plan de desarrollo típico en Vaca Muerta.



Bajada del Palo Oeste tiene una extensión de 62.641 acres brutos con exposición a la formación de *shale* Vaca Muerta, contiguos a bloques que ya se encuentran en proceso de desarrollo o en los que se han concluido pruebas piloto y en los que al 31 de marzo de 2019 se habían perforado más de 770 pozos.

Actualmente contamos con un inventario para perforación para 11 años enfocado con la formación Vaca Muerta como objetivo, que totaliza 400 sitios en este bloque. Tenemos la intención de ampliar su inventario para perforación mediante el testeado de otros horizontes de navegación adicionales tales como el Carbonato Superior, Carbonato Medio e Inferior, reduciendo la distancia entre los pozos en este bloque y la delineación adicional de las áreas sobre las que tenemos derechos en los bloques Bajada del Palo Este y Águila Mora.

Además de contar con exposición al principal acreage de petróleo de *shale* de Vaca Muerta, este bloque recibe producción de petróleo negro proveniente de la formación Tordillo, la cual se encuentra en proceso de recuperación primaria, y también tiene algunos proyectos de inundación con agua en proceso. Ya se han efectuado pruebas de potencial de gas seco en las areniscas de la formación Lotena, donde en 2018 se perforaron tres pozos.

Bajada del Palo Este

Somos operadores y titulares de una participación del 100% en los derechos de explotación de la concesión Bajada del Palo Este en la Cuenca Neuquina, en la Provincia del Neuquén. Al 31 de diciembre de 2018 este bloque tenía Reservas Probadas de 3,1 MMboe y durante el periodo de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2019, se reportó una producción de 1,4 Mboe/d (de los cuales el 42% consistió en petróleo). El 21 de diciembre de 2018 obtuvimos una concesión de explotación no convencional por 35 años que vence en diciembre de 2053. Con motivo del otorgamiento de dicha concesión, nos hemos comprometido a perforar cinco pozos horizontales, totalizando una inversión de US\$51,8 millones para el 2021.

Bajada del Palo Este tiene una extensión de 48.853 acres brutos con exposición a la formación de petróleo de *shale* Vaca Muerta; y tenemos planeado delinear dicha área con el objeto de incrementar nuestro inventario actual para perforación de *shale*. Además, este bloque cuenta con areniscas fluviales y eolianas de la formación Tordillo que producen petróleo negro, así como con proyectos de recuperación secundaria que aún se encuentran en proceso de estudio.

Jarilla Quemada y Charco del Palenque (“Agua Amarga”)

Somos operadores y titulares de una participación del 100% en los derechos de explotación de las concesiones de Jarilla Quemada y Charco del Palenque, a las cuales nos referimos conjuntamente como “Agua Amarga”, en la Cuenca Neuquina, en la provincia de Río Negro, y tienen una extensión de aproximadamente 47.617 y 47.963 acres brutos, respectivamente. Al 31 de diciembre de 2018, estas concesiones tenían Reservas Probadas de 0,4 MMboe y 1,4 MMboe, respectivamente, y una producción conjunta de 0,8 Mboe/d (50% petróleo) por el periodo de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2019. La concesión Charco del Palenque vence en octubre de 2034, en tanto que la concesión Jarilla Quemada vence en agosto de 2040.

La unidad productiva es el bloque Tordillo, en la que también existen proyectos de recuperación secundaria que aún no se han sometido a pruebas.

25 de Mayo-Medanito

Somos operadores y titulares de una participación del 100% en los derechos de explotación de la concesión 25 de Mayo-Medanito en la Cuenca Neuquina, en la provincia de Río Negro. Al 31 de diciembre de 2018 este bloque tenía Reservas Probadas de 8,6 MMboe y reportó una producción de 3,9 Mboe/d (de los cuales el 94% consistió en petróleo), durante el periodo de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2019. La concesión vence en octubre de 2026.

Las unidades productivas son las facies volcánicas de la formación Choiyoi, las areniscas fluviales de la formación Tordillo y las facies clásticas-carbonáticas mezcladas de la formación Quintuco. Creemos que existe un alto potencial para proyectos de recuperación secundaria dados los bajos factores de recuperación actuales.

A la fecha de este Prospecto la cesión de la participación directa del 100% en la concesión 25 de Mayo-Medanito a nuestro favor se encuentra pendiente de aprobación por parte de la provincia de Río Negro.

Jaguel de los Machos

Somos operadores y titulares de una participación del 100% en los derechos de explotación de la concesión JDM en la Cuenca Neuquina, en la provincia de Río Negro, que tiene una extensión de aproximadamente 48.359 acres brutos. Al 31 de diciembre de 2018 este bloque tenía Reservas Probadas de 7,0 MMboe y reportó una producción de 4,5 Mboe/d (de los cuales el 76% consistió en petróleo), durante el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2019. La concesión vence en septiembre de 2025.

A la fecha de este Prospecto la cesión de la participación directa del 100% en la concesión JDM a nuestro favor se encuentra pendiente de aprobación por parte de la provincia de Río Negro.

Al 31 de diciembre de 2018 las concesiones **25 de Mayo-Medanito** y **JDM** tenían los siguientes compromisos de inversión de capital con la Secretaría de Estado de Energía de Río Negro:

- Perforación de 20 pozos de desarrollo, cinco pozos de avanzada y dos pozos de exploración, a un costo estimado de US\$37,1 millones en total, hasta el 2021; y
- Intervención de 19 pozos y abandono de 23 pozos, a un costo estimado de US\$3,2 millones en total hasta el 2021.

Nuestro presupuesto para el año 2019 incluye la perforación y terminación de 12 pozos en dichas concesiones, de los cuales ya habíamos perforado y completado 7 al 31 de marzo de 2019, y la ejecución de 8 obras de reacondicionamiento de pozos. Nuestro presupuesto estimado de inversiones para 2019 relacionados con estos compromisos es de US\$23,2 millones, de los cuales ya habíamos desembolsado la suma de US\$9,7 millones al 31 de marzo de 2019.

Las unidades productivas son las facies volcánicas de la formación Choiyoi, las areniscas fluviales de la formación Tordillo y las facies clásticas-carbonáticas mezcladas de la formación Quintuco. Creemos que existe un alto potencial para proyectos de recuperación secundaria dados los bajos factores de recuperación actuales.

Coirón Amargo Norte

Somos operadores y titulares de una participación del 55% en la inversión conjunta para la explotación de la concesión Coirón Amargo Norte en la Cuenca Neuquina, en la Provincia del Neuquén, que tiene una extensión de aproximadamente 26.598 acres brutos. Al 31 de diciembre de 2018 este bloque tenía Reservas Probadas de 0,6 MMboe, y durante el periodo de tres meses finalizado el 31 marzo de 2019, reportó una producción de 0,3 Mboe/d (de los cuales el 85% consistió en petróleo). La concesión vence en 2037. No tenemos compromisos de capital pendientes.

Este bloque tiene areniscas eolianas de la formación Tordillo que producen petróleo negro. Dado el potencial de gas seco de la formación Lotena, que ya ha sido identificado en Bajada del Palo Oeste, creemos que existe la oportunidad de ampliar dicha delineación a Coirón Amargo Norte durante 2019.

Águila Mora

Somos operadores y titulares de una participación del 90% en la inversión conjunta con G&P para el aprovechamiento del permiso de exploración de Águila Mora en la Cuenca Neuquina, en la Provincia del Neuquén, que tiene una extensión de aproximadamente 23.475 acres brutos; y tenemos planeado delinear dicha área con el objeto de incrementar nuestro inventario actual de *shale* para perforación *de shale*. Este permiso vence en junio de 2019 pero Vista Argentina el 11 de junio solicitó y que prevé obtener durante el mes de julio, una nueva concesión de explotación no convencional por 35 años, para comenzar a perforar en 2020.

Coirón Amargo Sur Oeste

Este bloque consiste en una concesión de explotación no convencional con extensión de aproximadamente 16.440 acres brutos en la parte más importante de la formación Vaca Muerta en la Provincia del Neuquén, ubicados en forma contigua a bloques que ya se encuentran en proceso de desarrollo o en los que ya se han concluido pruebas piloto. Somos titulares de una participación del 10% en una inversión conjunta en la que O&G (el operador del bloque) y G&P cuentan con participaciones del 80% y el 10%, respectivamente.

En Coirón Amargo Sur Oeste, nuestro primer pozo horizontal, CASO x-1, se encuentra en producción desde marzo de 2018. Perforado por nuestro socio, Shell, el pozo ha alcanzado una tasa IP30 de 902 bbl/d. A su vez, tres pozos adicionales en la concesión fueron completados en marzo del 2019 y comenzaron a operar en abril de 2019. Al 31 de diciembre de 2018 este bloque contaba con Reservas Probadas a nuestra participación de 1,3 MMboe y una producción medida a nuestra participación de 0,1 Mboe/d (89% petróleo) por el periodo de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2019. No tenemos compromisos de capital pendientes con la Provincia del Neuquén, ya se encuentra cumplido el compromiso de inversión comprometido consistente en la perforación y terminación de 4 pozos horizontales.

Sur Río Deseado Este

Somos titulares de una participación del 16,95% en la inversión conjunta para la explotación de la concesión Sur Río Deseado Este en la cuenca del Golfo San Jorge, en la provincia de Santa Cruz, que tiene una extensión de aproximadamente 75.604 acres brutos. El operador de este bloque para evaluación es Alianza Petrolera. Al 31 de diciembre de 2018, este bloque no contaba con Reservas Probadas y durante el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2019 no reportó producción alguna. La concesión vence en 2021. No tenemos compromisos de capital pendientes.

Suscribimos un contrato de inversión conjunta no incorporado para la exploración de una porción de la concesión Sur Río Deseado Este, en la que tiene una participación del 44% y Quintana E&P es el operador. Este contrato de exploración cubre aproximadamente 63.249 acres brutos de un total de 75.604 acres brutos de la concesión Sur Río Deseado Este.

Acambuco

Somos titulares de una participación del 1,5% en la concesión de explotación denominada Acambuco en la cuenca Noroeste, en la Provincia de Salta, que tiene una extensión de aproximadamente 293.747 acres brutos. El operador de este bloque es Pan American Energy, que posee una participación del 52%. El porcentaje restante corresponde a otros dos socios: YPF, que tiene una participación del 45%; y Northwest Argentina Corporation, una subsidiaria de WPX Energy, que tiene una participación del 1,5%. Al 31 de diciembre de 2018, este bloque tenía Reservas Probadas netas de 0,5 MMboe y durante el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2019, reportó una producción neta de 0.2 Mboe/d (de los cuales el 11% consistió en petróleo). La vigencia del lote de explotación San Pedrito, en la concesión de Acambuco termina en 2036 mientras que el lote de explotación Macueta, también bajo la concesión de Acambuco, expira en 2040. No existen compromisos de capital pendientes.

Producción de reservas de petróleo y gas

Reservas

La información incluida en este Prospecto con respecto a las cantidades estimadas de Reservas Probadas se deriva de las estimaciones de reservas probadas al 31 de diciembre de 2018 en virtud del reporte preparado por GCA, de fecha 13 de febrero de 2019, una firma independiente de ingeniería en reservas. Dicho reporte contiene una valuación de reservas de petróleo y gas, al 31 de diciembre de 2018, ubicadas en los bloques Entre Lomas, Bajada del Palo, Agua Amarga, Coirón Amargo Norte, Águila Mora, Coirón Amargo Suroeste, Acambuco, Jagüel de los Machos y 25 de Mayo-Medanito, en el país.

Consideramos que nuestras estimaciones con respecto a los volúmenes restantes de Reservas Probadas de petróleo y gas, son razonables. De conformidad con la Regla 4-10 del Reglamento S-X expedido por la SEC, las Reservas Probadas de petróleo y gas son aquellas cantidades de petróleo y gas que, con base en el análisis de información geológica y de ingeniería, pueden estimarse con razonable certeza en el sentido de que son económicamente productivas —de una determinada fecha en adelante, a partir de las reservas conocidas y bajo las condiciones económicas, métodos operativos y regulaciones gubernamentales existentes— antes de que venzan los contratos que confieren el derecho de operación, a menos que existan indicios de que su prórroga es razonablemente cierta, independientemente de los métodos de cálculo o probabilísticos que se utilicen para estimarlas. El proyecto de extracción de hidrocarburos debe de haber comenzado o el operador debe tener una certeza razonable de que dará inicio a dicho proyecto dentro de un lapso de tiempo razonable.

Reservas desarrolladas y reservas no desarrolladas

La siguiente tabla contiene información resumida acerca de las reservas desarrolladas y las reservas no desarrolladas netas de los activos de petróleo y gas al 31 de diciembre de 2018. Las Reservas Probadas no desarrolladas y desarrolladas estimadas se calcularon con base en las participaciones en las concesiones,

incluyendo una participación del 100% en Entre Lomas, Agua Amarga, Bajada del Palo Oeste y Bajada del Palo Este, un 100% en JDM y un 100% en 25 de Mayo-Medanito, un 10% en Coirón Amargo Sur Oeste, 90% en Águila Mora, un 55% en Coirón Amargo Norte, un 1,5% en Acambuco, un 16,95% en Sur Río Deseado Este.

	Petróleo Crudo condensado y GNL (MMbbl)	Consumo más ventas de gas natural (Bncf)	Reservas totales (MMboe)	% de petróleo
Probadas desarrolladas netas	27,1	103,4	45,5	59,6%
Probadas no desarrolladas netas	7,1	28,2	12,1	58,7%
Total Probadas netas .	34,2	131,6	57,6	59,4%

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

(1) Nuestros volúmenes de hidrocarburos líquidos incluyen petróleo crudo, condensado y LGN (LPG y gasolina natural). No incluimos cifras separadas para las reservas de NGL porque representaban menos del 5,2% y 3,1% de nuestras reservas probadas desarrolladas y no desarrolladas al 1 de enero de 2018 y al 31 de diciembre de 2018, respectivamente.

(2) El consumo de gas natural representó el 27,2% del total de reservas de gas natural (consumo más ventas de gas natural) al 1 de enero de 2018 y el 16,9% al 31 de diciembre de 2018.

Al 31 de diciembre de 2018, las reservas probadas de petróleo y gas que tenemos en el país (tanto desarrolladas como no desarrolladas) ascendían a un total de 57,6 MMboe (consistentes en 34,2 MMbbl de petróleo condensado y GNL y 131,6 Bncf o 23,4 MMboe de gas); y las reservas probadas totales de petróleo representaban el 59,4% de las reservas probadas totales.

Proceso de estimación de reservas - Controles internos

Contamos con un equipo de ingenieros petroleros y expertos en ciencias geofísicas que colaboran estrechamente con nuestros ingenieros de reservas independientes para garantizar la integridad, precisión y oportunidad de la información suministrada a estos últimos para efectos del proceso de estimación, quienes conocen las propiedades específicas objeto de evaluación. Nuestro Director de Operaciones, Juan Garoby, es el principal responsable de supervisar tanto la preparación de las estimaciones de nuestras reservas como nuestro sistema de control interno sobre dicha preparación. Cuenta con más de 20 años de experiencia en materia de exploración y producción, y con experiencia en la prestación de servicios a campos petroleros.

Para garantizar la calidad y consistencia de las estimaciones de nuestras reservas y de la información que revelamos al respecto, contamos y cumplimos con un proceso de reservas que cumple con los siguientes objetivos clave en cuestión de control:

- las estimaciones se preparan utilizando prácticas y metodologías generalmente aceptables;
- las estimaciones se preparan en forma objetiva y libre de prejuicios;
- las estimaciones y los cambios en estas se preparan en forma oportuna;
- las estimaciones y los cambios en estas están debidamente respaldados y aprobados; y
- las estimaciones y la información que revelamos al respecto se preparan de conformidad con los requisitos establecidos en la regulación aplicable.

A lo largo de cada año, nuestro equipo técnico se reúne con “Ingenieros Independientes Capacitados en Reservas”, quienes reciben pleno acceso a información completa y correcta acerca de las propiedades que habrán de evaluar y al personal aplicable. Esta evaluación independiente de nuestras estimaciones internas es benéfica en el sentido de que garantiza que las interpretaciones y los juicios sean razonables y que las estimaciones estén libres de prejuicios por parte de quienes las prepararon y por parte de nuestra administración.

En reconocimiento de que las estimaciones en cuanto a las reservas se basan en interpretaciones y juicios, se considera que las diferencias del 10% o menos entre las estimaciones preparadas a nivel interno y las preparadas por un Ingeniero Independiente Capacitado en Reservas, en total, se ubican dentro de un rango de diferencia razonable. Las diferencias superiores al 10% deben resolverse durante las reuniones técnicas. Una vez resueltas las diferencias, el Ingeniero Independiente Capacitado en Reservas envía una copia preliminar del reporte de reservas a nuestros directivos relevantes, quienes actúan con el carácter de Comité de Revisión de Reservas.

Nuestro Director General, Director de Operaciones, Director de Finanzas y Director de Relaciones con Inversionistas y Planeación Estratégica forman parte de este comité.

Ingenieros Independientes Capacitados en Reservas

La información relativa a las reservas de los activos que poseemos en el país en el 2018, fue auditada por GCA, una firma independiente. GCA es una firma global de consultoría en materia de petróleo y gas que ofrece servicios de asesoría técnica, comercial y estratégica a la industria del petróleo y gas desde hace más de 50 años. Vista solicitó que GCA preparara un reporte, mismo que fue emitido el 13 de febrero de 2019 y cubre las reservas al 31 de diciembre de 2018 de los activos que poseemos en el país.

Tecnología empleada para estimar las reservas

De conformidad con los lineamientos expedidos por la SEC, las Reservas Probadas son aquellas cantidades de petróleo y gas que, con base en el análisis de información geológica y de ingeniería, pueden estimarse con razonable certeza en el sentido de que son económicamente productivas—de una determinada fecha en adelante, a partir de las reservas conocidas y bajo las condiciones económicas, métodos operativos y regulaciones gubernamentales existentes— antes de que venzan los contratos que confieren el derecho de operación, a menos que existan indicios de que su prórroga es razonablemente cierta, independientemente de los métodos de cálculo o probabilísticos que se utilicen para estimarlas.

El proyecto de extracción de hidrocarburos debe de haber comenzado o el operador debe tener una certeza razonable de que dará inicio a dicho proyecto dentro de un lapso de cinco años. El término “certeza razonable” implica un alto grado de confianza de que las cantidades de petróleo y/o gas natural que efectivamente se recuperen serán iguales o superiores a las estimadas. La certeza razonable se puede obtener utilizando técnicas cuya eficacia ha quedado demostrada por la producción real de proyectos ubicados en el mismo yacimiento o en yacimientos análogos, o por otras pruebas que utilicen tecnología confiable que genere certeza razonable. La tecnología confiable es una tecnología o un conjunto de tecnologías (incluyendo métodos computacionales) que ha sido probada en campo y ha demostrado que produce resultados razonablemente ciertos en forma consistente y reiterada en la formación evaluada o en formaciones análogas.

Existen varias metodologías generalmente aceptadas para la estimación de reservas, incluyendo metodologías volumétricas, de análisis del declive, de saldos significativos, de uso de modelos de simulación y por analogía. Las estimaciones pueden prepararse utilizando cualquiera de estos métodos de determinación. El método seleccionado debe ser aquel que el evaluador profesional considere más apropiado en vista de la naturaleza geológica de la propiedad, el alcance de su historial operativo y la calidad de la información disponible. Es posible que resulte adecuado utilizar varios métodos para preparar la estimación relativa a una propiedad.

Las estimaciones deben prepararse utilizando toda la información disponible (registros de excavaciones abiertas y selladas, análisis medulares, mapas geológicos, interpretaciones sísmicas, datos de producción/inyección y análisis de pruebas de presión). La información de soporte—incluyendo la relativa a porcentajes de participación, regalías y costos de operación— debe conservarse y actualizarse cuando sufra cambios significativos.

Nuestras Reservas Probadas estimadas al 31 de diciembre de 2018 se basan en estimaciones generadas mediante la integración de la información disponible y adecuada, utilizando tecnologías reconocidas que a través de su uso en campo han demostrado que producen resultados consistentes y repetibles. Los datos utilizados en estas evaluaciones integrales incluyeron información obtenida directamente del subsuelo a través de perforaciones, como es el caso de los registros de los pozos, las muestras de contenido de la reserva, las muestras de fluidos, la información sobre la presión estática y dinámica, los resultados de las pruebas de producción y la información acerca de vigilancia y desempeño. Los datos utilizados también incluyeron información obtenida a través de mediciones indirectas, incluyendo información sísmica de alta calidad en segunda y tercera dimensiones, calibrada con los controles de pozos disponibles. Cuando ello resultó aplicable, también se utilizó información geológica visible en la superficie. Las herramientas empleadas para interpretar e integrar toda esta información incluyeron software para modelación de reservas tanto propio como comercial, simulaciones y análisis de datos. En algunos casos, cuando se tuvo acceso a modelos de reservas análogos apropiados, los parámetros de reservas de estos modelos análogos se utilizaron para incrementar la confiabilidad de las estimaciones de nuestras reservas.

Extensión de acres

Al 31 de marzo de 2019, nuestro total de acres, desarrollados y no desarrollados en el país tanto en términos brutos como netos, era el que refleja la siguiente tabla. Dicha tabla incluye el total de acres por nosotros y nuestras subsidiarias, operaciones conjuntas y asociadas.

	Total de acres		Total de acres operados		Total de acres operados no desarrollados	
	Bruto	Neto	Bruto	Neto	Bruto	Neto
Argentina	907.000	525.000	95.000	76.000	812.000	450.000

Pozos productivos

La siguiente tabla muestra el total de pozos productivos bruto y neto de Vista Argentina al 31 de marzo de 2019. La tabla incluye el total de pozos productivos bruto y neto de Vista Argentina, operaciones conjuntas y asociaciones. Vista Argentina no perfora ningún pozo de exploración seco durante el 2019 y fuera de los 20 pozos de desarrollo seco durante 2018, 2 estaban secos:

	Petróleo		Gas		Total pozos	
	Bruto	Neto	Bruto	Neto	Bruto	Neto
Argentina	1.009	1.000	61	55	1.070	1.055

Actividades actuales

La siguiente tabla muestra el número de pozos ubicados en el país que se encuentran en proceso de perforación o de terminación activa, así como el número de pozos suspendidos o que se encontraban pendientes de terminación al 31 de marzo de 2019 Para más información sobre nuestras actividades actuales, véase “Actividades de perforación”.

Pozos en proceso de perforación o terminación activa	
Pozos de petróleo	
Bruto	8
Neto	8
Pozos de gas	
Bruto	0
Neto	0

Producción

La siguiente tabla muestra la información de la producción de gas natural y volúmenes de venta en el país, durante el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2019.

Bloque	Producción neta promedio por el periodo de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2019			
	Petróleo (en miles de barriles)	Gas (en millones de pies cúbicos)	Participación	Operador
Cuenca Neuquina				
Entre Lomas Neuquén	99,7	132,0	100%	Vista
Entre Lomas Río Negro	347,9	1,544,5	100%	Vista

Producción neta promedio por el periodo de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2019

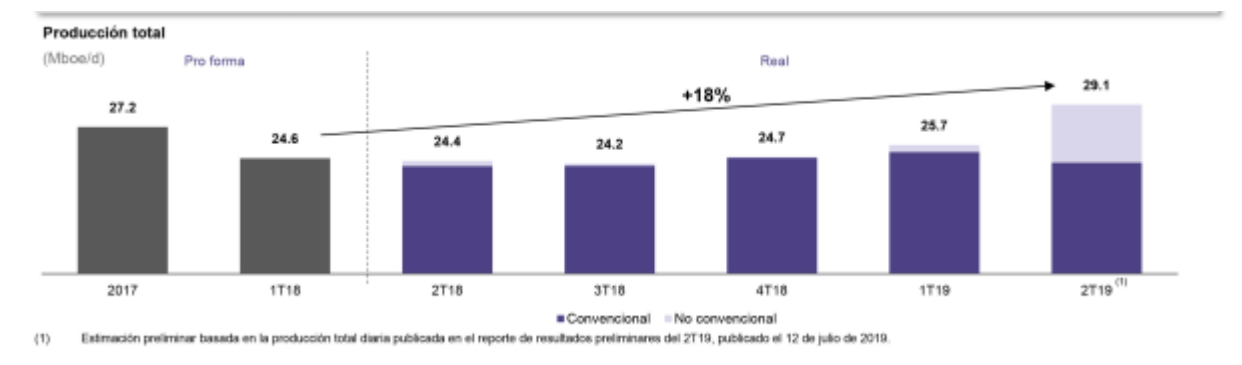
Bajada del Palo Oeste	147,0	1,891,8	100%	Vista
Bajada del Palo Este	52,2	406,9	100%	Vista
Jarilla Quemada	33,9	182,0	100%	Vista
Charco del Palenque	—	—	100%	Vista
25 de Mayo-Medanito	330,4	114,8	100%	Vista
JDM	304,2	547,7	100%	Vista
Coirón Amargo Norte	20,4	20,0	55%	Vista
Águila Mora	0	0	90%	Vista
Coirón Amargo Sur Oeste	5,5	3,9	10%	Shell
Cuenca Golfo San Jorge				
Sur Río Deseado Este	0	0	16,95%	Alianza Petrolera
Cuenca Noroeste				
Acambuco	2	89,5	1,5%	Pan American Energy

(1) La producción de petróleo se compone de la producción de petróleo crudo, condensado y gasolina natural. Nuestra producción de gasolina natural se mezcla y se vende con nuestra producción de petróleo crudo y condensado y representa menos del 0,05% de nuestra producción diaria promedio.

(2) La producción de gas natural excluye el consumo de gas natural, el cual estimamos que representó el 21% de nuestra producción total de gas natural (consumo más ventas de gas natural) para el periodo de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2019.

La siguiente tabla muestra la evolución de nuestra producción desde 2017 hasta el periodo de tres meses que termina el 31 de marzo de 2019, y un desglose mensual de este último periodo. La información de producción para 2017 y el periodo de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2018 corresponde a la información de producción de todos los activos adquiridos en la Combinación Inicial de Negocios.

Crecimiento en la producción total, impulsado tanto por petróleo como gas natural



Actividades de perforación

Al 31 de marzo de 2019, y desde el 4 de abril de 2018, habíamos perforado y terminado 29 pozos convencionales y habíamos realizado 16 reparaciones. De éstos, 24 pozos nuevos estaban enfocados en formaciones tendientes a producir petróleo, mientras que 5 pozos nuevos estaban enfocados en formaciones tendientes a producir gas. Durante el periodo de tres meses terminado el 31 de marzo de 2019, los gastos de capital en perforaciones convencionales y actividades de intervención ascendieron a US\$18,2 millones y durante el periodo de nueve meses terminado el 31 de diciembre de 2018, los gastos de capital en perforaciones convencionales y actividades de intervención ascendieron a US\$43,2 millones.

Además, realizamos inversiones en actividades de desarrollo del shale en Vaca Muerta. Durante el periodo de tres meses terminado el 31 de marzo de 2019, invertimos US\$53,9 millones, de los cuales US\$53,3 millones corresponden al desarrollo de Vaca Muerta en Bajada del Palo Oeste (donde completamos el primer pad

de 4 pozos y perforamos todas las secciones horizontales del segundo de 4 pozos, y se están construyendo instalaciones asociadas), y US\$0,6 millones para el bloque CASO. En 2018 invertimos US\$57,7 millones, de los cuales US\$53,8 correspondieron a desarrollo en Bajada del Palo Oeste operado por Vista Argentina y US\$3,9 millones correspondieron a la perforación y terminación de un pozo en el bloque Coirón Amargo Sur Oeste operado por Shell. Al 31 de marzo de 2019 teníamos 2 equipos de perforación operando activamente en el bloque Bajada del Palo Oeste: uno provisto de última tecnología “walking rig” y otro más pequeño especializado en la construcción de las secciones guía e intermedia de los pozos. Tenemos planeado incorporar un equipo adicional durante el segundo semestre de 2019. Aunque hemos definido un plan de desarrollo inicial para el bloque Bajada del Palo Oeste que incluye la perforación de aproximadamente 150 pozos horizontales para el año 2022, nuestro plan de desarrollo completo incluye la perforación de más de 400 pozos horizontales con longitud lateral de entre 2.500 metros y 3.000 metros utilizando tres equipos de perforación móviles. Además, en el bloque Bajada del Palo Este, para el que recientemente obtuvimos una concesión de explotación no convencional, nos hemos comprometido con la Provincia del Neuquén a perforar cinco pozos horizontales para concluir la delineación del bloque hacia finales de 2021 y definir un plan de desarrollo para todo el campo. Adicionalmente en Águila Mora, solicitamos el 11 de junio de 2019 la concesión de explotación no convencional por 35 años, que se espera obtener a mediados de julio de 2019, para comenzar a perforar en 2020.

Compromisos de entrega

A la fecha de este Prospecto todos los compromisos de entrega de petróleo y gas de Vista Argentina estaban concentrados en Argentina. Las principales fuentes del petróleo y gas que producimos son los bloques Bajada del Palo Oeste, Entre Lomas Neuquén, Entre Lomas Río Negro, 25 de Mayo-Medanito y JDM. Para mayor información acerca de estos bloques, véase la Sección “*Concesiones*”.

Estamos comprometidos a suministrar cantidades fijas y determinadas de petróleo crudo, gas natural y GNL en el futuro próximo a través de diversos arreglos contractuales, algunos de los cuales están celebrados sobre la base de toma en firme mientras que otros lo están sobre la base de *spot*. Aunque el comportamiento estacional de la demanda de gas natural durante el invierno y el otoño afecta los precios que recibimos a cambio de nuestra producción, dicha estacionalidad no ha tenido un efecto significativo en nuestra capacidad para llevar a cabo nuestras operaciones, incluyendo nuestras actividades de perforación y terminación.

Al 31 de marzo de 2019 el 100% de nuestra producción de petróleo estaba sujeta a compromisos de entrega mensual. De acuerdo con nuestras estimaciones, al 31 de marzo de 2019 nuestra producción propia era suficiente para cumplir con nuestros compromisos contractuales de entrega, que no se prorrogaban más allá del mes de marzo de 2019.

Tratándose del gas natural, en abril de 2018 asumimos compromisos anuales que representan aproximadamente el 90% de nuestra producción total vendible, sujeto a precios que varían dependiendo de la estación. El resto de nuestra producción se vende en el mercado *spot* en tanto concretamos oportunidades de entrega firmes.

En el caso de los GNL, estamos comprometidos a entregar una cuota específica de propano de conformidad con un contrato con el ex Ministerio de Energía que representa aproximadamente el 35% de nuestra producción anual, con el objeto de garantizar la satisfacción de la demanda local de parte de las redes residenciales; y vendemos el resto de nuestra producción en el mercado libre. Tratándose del butano, de conformidad con un Decreto Nacional aproximadamente entregamos el 85% de nuestra producción anual para garantizar la satisfacción de la demanda de parte de los cilindros de GNL locales para clientes residenciales.

Modalidad de contratación “One Team Contracts”

Hemos implementado un novedoso enfoque de contratación que tiene por objeto alinear nuestros intereses como operadores y el de los contratistas, a través de un mecanismo de pago por desempeño. Desde el punto de vista operativo, buscamos integrarnos con nuestros proveedores de servicios compartiendo objetivos y metas y utilizando los mismos indicadores, lo cual proporciona incentivos para el personal de todas las empresas que trabajan al amparo de los One Team Contracts. Algunos de nuestros contratos más importantes ya han migrado al modelo de los One Team Contracts, (i) “One Team” Perforación, del que son partes Schlumberger y Nabors; (ii) “One Team” Terminación, del que son partes Schlumberger y Brent Energía y Servicios; y (iii) “One Team” Extracción, del que es parte Quintana Well Pro. Estamos negociando otros One Team Contracts para operación y mantenimiento; y prevemos que estos contratos serán implementados en el transcurso de 2019.

Transporte y tratamiento

En los bloques que operamos, transportamos y tratamos nuestra producción de petróleo, gas y agua en instalaciones de transporte y tratamiento ya existentes que cuentan con suficiente capacidad ociosa para procesar y entregar nuestra producción actual y nuestra producción inicial de *shale* a los sistemas de ductos Oldelval y TGS. Estas instalaciones de tratamiento están integradas por oleoductos y gasoductos, 29 baterías distribuidas a lo largo de los bloques, 2 plantas de tratamiento de petróleo, 2 plantas de tratamiento de agua, 9 plantas de compresión y un complejo gasero.

Toda la producción de los bloques Entre Lomas, Bajada del Palo Oeste, Bajada del Palo Este, Agua Amarga y Coirón Amargo Norte (excluyendo la producción de gas de Bajada del Palo Oeste, que se inyecta a un gasoducto cercano) se recauda y transporta a la planta de tratamiento de petróleo, la planta de tratamiento de agua y el complejo gasero que se ubican en el bloque Entre Lomas (las “Instalaciones de Producción Centrales de Entre Lomas”).

Las Instalaciones de Producción Centrales en Entre Lomas, que están integradas por: (i) un complejo gasífero con capacidad existente de aproximadamente 45 MMscf/d de gas y una capacidad ociosa de aproximadamente el 50%; (ii) una planta de tratamiento de petróleo crudo en donde se están haciendo trabajos para llevar la capacidad a aproximadamente 25.000 bbl/d en 2019 y una capacidad ociosa de aproximadamente el 65%; y (iii) una planta de tratamiento de agua con capacidad existente de aproximadamente 80.000 bbl/d.

La producción de los bloques 25 de Mayo-Medanito y JDM se recauda y transporta a la planta de tratamiento de petróleo y la planta de tratamiento de agua ubicada en el bloque 25 de Mayo-Medanito (las “Instalaciones de Producción Centrales en Medanito”). Las Instalaciones de Producción Centrales en Medanito están integradas por: (i) una planta de tratamiento de petróleo crudo con capacidad de procesamiento existente de aproximadamente 19.000 bbl/d y una capacidad ociosa de aproximadamente el 60%; y (ii) una planta de tratamiento de agua con capacidad existente de aproximadamente 70.000 bbl/d. La producción de gas se capta y entrega a la planta de procesamiento de gas de Medanito S.A., donde es endulzada y procesada.

Acuerdo de inversión en el Midstream

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

A dicho efecto, se ha llegado a un acuerdo con una afiliada de Riverstone, y con una afiliada de Southern Cross Group (los “socios”), para crear un acuerdo de asociación en el midstream en Argentina (“Aleph Midstream”). Sujeto al cumplimiento de ciertas condiciones precedentes, incluyendo obtener ciertas aprobaciones regulatorias, Riverstone y Southern Cross Group esperan contribuir con hasta US\$160 millones en total a Aleph Midstream, a cambio de un interés controlante de hasta un 78,4% del capital total de Aleph Midstream. El destino de tal aporte se espera que sea utilizarlos para la construcción de los requerimientos de midstream para la captación, procesamiento y evacuación de nuestra producción de petróleo y gas en la Cuenca Neuquina, incluyendo baterías, plantas compresoras, plantas de tratamiento y procesamiento de petróleo, gas y agua y determinados ductos de petróleo y gas (“nuevas instalaciones”).

La Sociedad espera, mediante una escisión, contribuir con la mayoría de sus activos de midstream ubicados en la Cuenca Neuquina (“instalaciones existentes”, y junto con las nuevas instalaciones, los “activos de midstream”), valuados en aproximadamente US\$45 millones, a Aleph Midstream, a cambio de una participación en el capital de Aleph Midstream a favor Vista Holding I de al menos 21,6%, para ser efectiva como una reorganización no gravada por impuestos. Si la contribución de los activos no se produce antes del 1 de enero de 2020, existe la obligación de Vista Holding I de aportar US\$45 millones en efectivo, proporcionalmente a la mencionada participación del 21,6% en Aleph Midstream. Celebraremos un acuerdo con Aleph Midstream de conformidad con el cual Aleph Midstream operaría las instalaciones existentes, independientemente de que los activos sean contribuidos. Aleph Midstream tendrá un equipo de administración independiente y su Comité de Dirección estará presidido por un presidente independiente.

Si las condiciones para formar Aleph Midstream se implementan completamente, se espera que Aleph Midstream se convierta en el primer operador de midstream centrado en brindar servicios de captación,

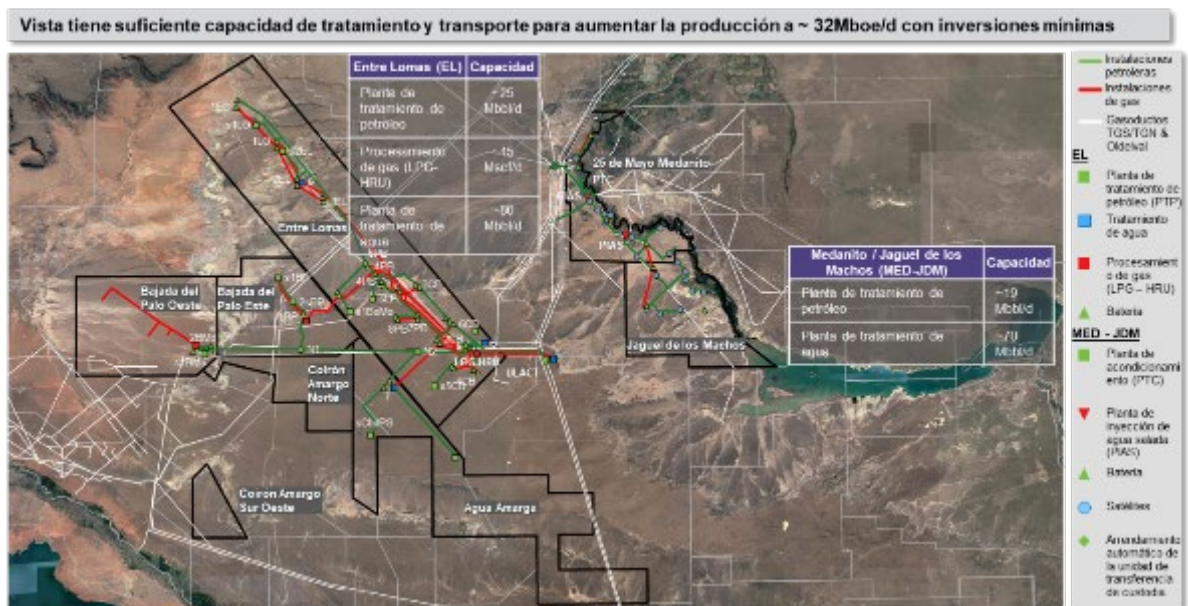
procesamiento y evacuación para la producción de petróleo y gas en la Cuenca Neuquina y que invierta el capital necesario para construir instalaciones de midstream adicionales requeridas para el aumento de producción de petróleo y gas esperado por Vista y por los nuevos clientes que Aleph Midstream pretende obtener.

Con la provisión de servicios de midstream, Aleph Midstream podría facilitar a los operadores del upstream el enfocarse en sus actividades clave de E&P. La historia de los plays no convencionales en los Estados Unidos de América demuestra que el traspaso de los requerimientos de infraestructura a un tercero podría permitir un potencial crecimiento más rápido de la producción. Además, sistemas unificados de evacuación de petróleo y gas podrían generar sinergias que los operadores individuales no podrían realizar solos, lo que reduciría los costos en la cuenca.

Además, esperamos celebrar un acuerdo marco de servicios de midstream (el "MMSA") con Aleph Midstream a condiciones del mercado, en virtud del cual Vista comprometería la producción de ciertos bloques dedicados ubicados en la Cuenca Neuquina (inicialmente Bajada del Palo Oeste, Entre Lomas, Charco del Palenque, Jarilla Quemada, Jaguel de los Machos y 25 de Mayo-Medanito), a Aleph Midstream, que se convertirá en el proveedor exclusivo de ciertos servicios de Midstream para la producción de esos bloques. Adicionalmente, de conformidad con dicho acuerdo, Aleph Midstream tendrá la opción, a través del derecho de adquisición preferente, de brindar servicios de manera exclusiva a algún otro de nuestros activos actuales o futuros en la Cuenca Neuquina. Se espera que el derecho de Aleph Midstream de ser o convertirse en el proveedor exclusivo de servicios de midstream para algunos de nuestros activos dure quince (15) años a partir de la fecha de vigencia del acuerdo. De conformidad con dicho acuerdo, esperamos comprometer y entregar un volumen mínimo de hidrocarburos a Aleph Midstream a una tarifa acordada, más los gastos operativos, mientras que los volúmenes adicionales se cobrarán a una tarifa spot acordada.

La Sociedad celebrará ciertas garantías para asegurar el cumplimiento de sus obligaciones bajo los acuerdos mencionados.

Mapa de la infraestructura instalada



Una vez tratada, transportamos nuestra producción de petróleo y gas por distintos medios dependiendo de la infraestructura disponible y de la eficiencia en costos del sistema de transporte en un determinado lugar. Utilizamos el sistema de oleoductos y pipas para transportar petróleo a nuestros clientes. El petróleo generalmente se vende a través de contratos que establecen que el productor es responsable del transporte del petróleo producido desde el campo hasta el puerto de embarque y de todos los costos y riesgos de transporte. Sin embargo, el gas se vende en el punto de entrega del gasoducto cercano al campo y, por tanto, el cliente corre con todos los costos y gastos de transporte relacionados. El transporte de petróleo y gas en el país opera bajo condiciones de "acceso abierto" no discriminatorias, en las que los productores tienen igual y abierto acceso a la infraestructura de transporte. Contamos con capacidad de almacenamiento limitada en la terminal de petróleo ubicada en Puerto Rosales, cerca de Bahía Blanca, desde donde enviamos petróleo a nuestros clientes.

Panorama general de las concesiones de explotación en Argentina

Para una descripción del marco jurídico aplicable a las concesiones de explotación de petróleo y gas en Argentina, véase la Sección “*Marco Regulatorio del petróleo y gas en Argentina*”.

Clientes y mercadotecnia

Mercados de petróleo

En Argentina, la producción de petróleo crudo de Vista Argentina se vende principalmente a refinerías en el mercado local. Nuestros principales clientes son Raizen Argentina S.A. y Trafigura, que durante el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2019 representaron el 99% de nuestro total de ingresos por la venta de petróleo. Aproximadamente el 99% de nuestro petróleo es producido en la Cuenca Neuquina y es conocido como petróleo crudo Medanito, que es un petróleo de alta calidad que en términos generales goza de gran demanda entre las refinerías argentinas para su posterior distribución en el mercado nacional. La producción de nuestros bloques en la Cuenca Neuquina es transportada a Puerto Rosales —un importante puerto industrial en la región sur de la provincia de Buenos Aires— a través del sistema de oleoductos Oldelval, de donde se envía ya sea al mercado de refinación local, que está conformado por cinco refinerías activas, o bien, a clientes internacionales por transporte marítimo. Aunque otorgamos prioridad a las relaciones de largo plazo con clientes nacionales, estamos buscando desarrollar relaciones con clientes internacionales con el objeto de contar con una cartera diversificada ante nuestro esperado crecimiento en producción en los próximos años.

Mercados de gas natural y GNL

En Argentina Vista Argentina ha establecido una cartera de clientes sumamente diversificada para vender su gas natural. Los principales clientes de Vista Argentina en el 2018 fueron empresas industriales que durante el primer trimestre del 2019 representaron el 58% de nuestro total de ingresos por la venta de gas natural. Argentina cuenta con un mercado de gas natural altamente desarrollado y con sofisticada infraestructura para entregar gas natural a los mercados de exportación o a clientes industriales y residenciales en el mercado local. Sin embargo, los mercados de gas natural del país están regulados por el Gobierno Argentino. Aunque el Gobierno Argentino establece el precio al que los productores de gas natural pueden vender su producto a clientes residenciales, los volúmenes vendidos a clientes industriales y de otros tipos no están regulados y los precios varían dependiendo de factores estacionales y de los tipos de industrias. En términos generales, Vista Argentina vende su gas natural a clientes argentinos a través de contratos de corto plazo y en el mercado spot. La Cuenca Neuquina está atendida por una importante red de gasoductos que entregan gas a la zona metropolitana de Buenos Aires y a sus áreas aledañas, así como a las regiones industriales de Bahía Blanca y Rosario. Dada la accesibilidad de esta infraestructura, podemos comercializar fácilmente el gas natural que producimos en la Cuenca Neuquina. Nuestras concesiones de explotación en esta cuenca se encuentran bien ubicadas al encontrarse en las inmediaciones de dos grandes gasoductos. El gas natural que produce Vista Argentina en esta cuenca no se encuentra bajo contrato y puede venderse con facilidad en el mercado spot.

Tratándose de nuestra producción de GNL, cumplimos con los compromisos impuestos por el Gobierno Argentino a fin de garantizar el abasto de propano y butano envasado para usos residenciales. El resto de nuestra producción de GNL se vende dentro de la Cuenca Neuquina.

Competencia

Podemos enfrentar competencia de parte de otros operadores independientes y de grandes empresas petroleras para adquirir y desarrollar concesiones o contratos petroleros. En Argentina, Vista Argentina compite para adquirir recursos con la empresa estatal YPF, así como con empresas del sector privado tales como Pan American Energy, Pluspetrol, Tecpetrol, Chevron, Wintershall, Total, Shell y Sinopec, entre otras.

Además, Vista Argentina se ve afectada por la competencia para adquirir perforadoras y por la disponibilidad de otros equipos relacionados. Por lo general, los altos niveles de precios de los insumos incrementan la demanda de perforadoras, suministros, servicios, equipo y personal; y pueden dar lugar a la necesidad de celebrar contratos de suministro de perforadoras con contratistas internacionales o a la escasez o incremento de los costos del equipo, servicios y personal de perforación. En los últimos años las empresas de petróleo y gas natural han experimentado altos costos de perforación y operación. La escasez de personal experimentado, equipo y servicios de perforación, o el incremento de los costos relacionados con ello, podría limitar nuestra capacidad para perforar pozos y realizar nuestras operaciones.

Propiedad intelectual

La propiedad industrial de Vista Argentina constituye un elemento clave de su negocio; y su éxito depende, cuando menos en parte, de su capacidad para proteger su principal tecnología y propiedad industrial. Para establecer y proteger sus derechos de propiedad industrial Vista Argentina se apoya en un conjunto de leyes en materia de patentes, secretos industriales, marcas y otros tipos de propiedad industrial, convenios de confidencialidad y contratos de licencia, incluyéndola Ley de Propiedad Industrial N° 11.723 y la Ley de Marcas y Designaciones N° 22.362. Al 31 de marzo de 2019 no teníamos solicitudes de registro de patentes en trámite.

Inversión en propiedades, planta y equipo

Vista Argentina cuenta con activos de los que es propietario y activos arrendados, pero ninguno de estos tipos de tenencia tiene un carácter significativo para Vista Argentina. La totalidad de las propiedades de Vista Argentina, que consisten en reservas de petróleo y gas, pozos de petróleo y gas, están ubicados en Argentina. En Argentina, el estado, nacional o provincial según el caso, es el propietario exclusivo de todos los recursos de hidrocarburos ubicados en el país y cuenta con plenas facultades para establecer los derechos, cánones o regalías pagaderos por los inversionistas privados a cambio de derechos de exploración o explotación de cualesquiera reservas de hidrocarburos. Estos derechos son otorgados por Argentina a través de permisos de exploración o concesiones de explotación, según el caso.

Tecnología de la información

Vista Argentina se apoya en sus sistemas de tecnología de la información y en maquinaria automatizada para gestionar eficazmente nuestros procesos productivos y operar nuestro negocio. Al igual que otras empresas, nuestros sistemas de tecnología de la información pueden ser vulnerables a daños o interrupciones como resultado de ataques cibernéticos y otros quebrantos de la seguridad. Nuestros sistemas de cómputo están respaldados por infraestructura de procesamiento de datos Dell e IBM; infraestructura de almacenamiento y respaldo de EMC; e infraestructura de red y seguridad cibernética de Cisco. A la fecha de este prospecto, estamos trabajando en la implementación de S/4 Hana, un ERP basado en la nube con licencia de SAP (*Systeme, Anwendungen und Produkte in der Datenverarbeitung* - Sistemas, Aplicaciones y Productos en Procesamiento de Datos), que esperamos que estandarice los procesos administrativos y mejore el control interno en toda nuestra organización.

Vista Argentina depende de la tecnología digital, incluyendo los sistemas de información necesarios para procesar su información financiera y operativa, analizar nuestra información sísmica y de perforación y nuestras estimaciones de petróleo y gas natural, así como sistemas en tiempo real para monitorear y controlar nuestra producción. Nuestros equipos y sistemas están conectados a Internet en una medida cada vez mayor. Debido al carácter crítico de su infraestructura y a la creciente accesibilidad facilitada por la conexión a Internet, pueden estar expuestos a mayores riesgos de ataques cibernéticos. Véase la Sección “*Factores de Riesgo—Nuestra industria se ha vuelto cada vez más dependiente de las tecnologías digitales para llevar a cabo sus operaciones diarias*”.

Seguros

Vista Argentina mantiene cobertura de seguros contra los riesgos y por las cantidades razonables acostumbradas por otras empresas de nuestro tamaño que realizan operaciones similares en la industria del petróleo y gas. Sin embargo, conforme a la práctica en la industria, no nos aseguramos por completo contra todos los riesgos relacionados con nuestro negocio ya sea porque no existe cobertura de seguros disponible, porque la cobertura disponible está sujeta a un tope o porque consideramos que los costos de las primas son prohibitivos.

El programa de aseguramiento actual de Vista Argentina incluye, entre otras cosas, cobertura contra riesgos de construcción, incendio, vehículos, responsabilidad general, responsabilidad de consejeros y funcionarios y responsabilidad de empleados. Las pólizas de seguro de Vista Argentina incluyen diversos límites y deducibles o retenciones que es necesario alcanzar antes de la recuperación o en conjunto con ésta. Cualquier pérdida que no se encuentre plenamente asegurada podría tener un efecto adverso significativo en las actividades, situación financiera y resultados de operación de Vista Argentina.

Litigios

Actualmente Vista Argentina no es parte de procedimiento alguno legal de carácter significativo.

Dentro del curso habitual de sus operaciones, Vista Argentina se ve involucrado en procedimientos por cuestiones laborales, comerciales, ambientales y de salud y seguridad, entre otros. Vista Argentina no puede determinar si alguno de estos asuntos tendrá un efecto adverso significativo en su situación financiera, resultados de operación o liquidez en términos consolidados.

FACTORES DE RIESGO

Antes de invertir en las Obligaciones Negociables, los inversores deben considerar detenidamente los riesgos descritos a continuación, además de cualquier otra información contenida en este Prospecto. La Sociedad también puede enfrentar riesgos e incertidumbres adicionales de los que no tiene conocimiento en la actualidad, o que a la fecha de este Prospecto no considera significativos, y que podrían afectar sus negocios. Si ocurriera cualquiera de tales hechos, el precio de negociación de las Obligaciones Negociables podría bajar, y la Sociedad podría no ser capaz de pagar los intereses o el capital de las Obligaciones Negociables, ya sea total o parcialmente, y los inversores podrían perder toda o parte de su inversión. En general, se asume un riesgo mayor al invertir en títulos de emisoras de mercados emergentes tales como Argentina que al invertir en títulos de emisoras de Estados Unidos u otros mercados desarrollados. La información de esta sección de Factores de Riesgo incluye declaraciones sobre hechos futuros que conllevan riesgos e incertidumbres. Los resultados reales de la sociedad podrían diferir sensiblemente de los previstos en las declaraciones sobre hechos futuros, como resultado de numerosos factores, entre ellos los descritos en “*Declaraciones sobre Hechos Futuros.*”

Riesgos relacionados con la industria del petróleo y gas

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

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

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

Los precios internacionales del petróleo y del gas han fluctuado significativamente en los últimos años y se espera que sigan fluctuando en el futuro. Por ejemplo, el precio del índice de referencia de Brent ha fluctuado significativamente durante 2015, 2016 y 2017, con precios promedio de US\$53,50/bbl, US\$45,13/bbl y US\$54,75/bbl para cada uno de esos años para cada uno de esos años, respectivamente. Durante junio de 2017, el precio promedio fue de US\$47,55/bbl, y en diciembre de 2017 fue de US\$64,09/bbl. Durante el año finalizado el 31 de diciembre del 2018, el precio promedio fue de US\$72,18/bbl. Durante el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2019, el precio promedio fue de US\$63,83/bbl.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Asimismo, en el contexto de las fluctuaciones del marcador de la referencia Brent, el tipo de cambio y los precios de los biocombustibles, el Poder Ejecutivo, a través de la Secretaría de Energía, suscribió, en mayo de 2018, un

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

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

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

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

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

Sin embargo, la reciente inestabilidad macroeconómica a la que se enfrentan los mercados emergentes y, en particular, Argentina, ha afectado al sector del petróleo y el gas. Entre el 2 de mayo de 2018 y el 1 de octubre de 2018, el valor del Peso se depreció de 20,9 a 38,7 Pesos por Dólar de acuerdo con el tipo de cambio comprador publicado por el Banco de la Nación Argentina. El hecho de que los precios de los combustibles derivados del petróleo crudo al consumidor final en el mercado interno se fijen en moneda local y que las empresas refinadoras no hayan podido, en cierta medida, trasladar la devaluación del Peso a los distribuidores, han dado lugar a una reducción de los precios del petróleo crudo denominados en Dólares. Del mismo modo, si bien los precios del gas natural en Argentina están denominados en Dólares, las tarifas de los servicios pagados por los usuarios finales están denominadas en Pesos, lo cual ha dado lugar a una reducción de los precios del gas natural denominado en Dólares, al no poder trasladarse el impacto de la devaluación del Peso al usuario final.

Adicionalmente, entre el 1 de mayo de 2018 y el 1 de octubre de 2018, el precio del Brent aumentó de aproximadamente US\$73,1 a US\$85 por barril. El 4 de septiembre de 2018, de conformidad con el Decreto No. 793/2018, el Gobierno Argentino introdujo un derecho de exportación del 12% estableciendo que tal derecho de

exportación no podrá exceder de 4 Pesos por cada Dólar, reduciendo así la paridad de las exportaciones y afectando los precios del petróleo crudo en el mercado interno. Si bien los productores de petróleo han podido mantener los precios en Dólares relativamente estables durante el segundo, tercero y cuarto trimestre de 2018, no percibieron beneficios relativos en virtud del aumento en el precio del Brent, en el segundo y tercer trimestre de 2018 ni se han visto afectados por su disminución en el cuarto trimestre de 2018.

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

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

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

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

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

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

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

En el futuro podremos beneficiarnos de los subsidios otorgados a los productores de gas natural de yacimientos no convencionales de la cuenca Neuquina. Sin embargo, no podemos asegurar que los cambios, o las interpretaciones judiciales o administrativas adversas de la regulación, no afectarán adversamente nuestros resultados de operación. El Gobierno Argentino ha anunciado que restringirá o eliminará dichos subsidios en el futuro, aunque dichos cambios no han sido implementados a la fecha del presente Prospecto. La restricción o eliminación de dichos subsidios afectaría negativamente el precio de venta de nuestros productos y por lo tanto resultaría en una disminución de nuestros ingresos.

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

De conformidad con la Ley de Hidrocarburos, las concesiones o permisos de petróleo y gas otorgados por el Gobierno Argentino son válidos por periodos de 25, 30 o 35 años, dependiendo del tipo de concesión, y pueden ser renovados por periodos adicionales de 10 años. La facultad y competencia para extender el plazo de las concesiones, permisos y acuerdos existentes y futuros recae en el Gobierno de la provincia donde se encuentra el activo en cuestión (o en el Gobierno Argentino en el caso de activos ubicados más allá de las 12 millas de la costa). Para que una concesión o permiso sea elegible para la extensión, su titular debe: (i) cumplir con sus

obligaciones bajo la Ley de Hidrocarburos y con los términos de dicha concesión o permiso, incluyendo aquellos relacionados con el pago de impuestos y regalías, la contribución de la tecnología, equipo y personal requerido, y el cumplimiento de varios compromisos ambientales, de inversión y de desarrollo; (ii) producir hidrocarburos en el área para la cual se otorgó la concesión; y (iii) presentar un plan de inversión para el desarrollo de las áreas pertinentes, según lo solicitado por las autoridades competentes, al menos un año antes de la expiración del plazo original de la concesión. Además, los titulares de concesiones que soliciten prórrogas en virtud de la Ley No. 27.007 podrán ser obligados a pagar regalías adicionales que oscilan entre el 3% y el 18%. Según la Ley de Hidrocarburos, el incumplimiento de las obligaciones antes mencionadas puede dar lugar a la imposición de multas, adicionalmente los incumplimientos que permanezcan sin subsanar al vencimiento del periodo de subsanación pertinente pueden dar lugar a la revocación de la concesión o permiso.

No se puede asegurar que las autoridades competentes renovarían nuestras concesiones sobre la base de los planes de inversión presentados a tal efecto, ni que dichas autoridades no impondrán requisitos adicionales para la renovación de dichas concesiones o permisos.

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

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

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

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

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

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

La producción de yacimientos de petróleo y gas disminuye a medida que las reservas se agotan, con un rango de disminución que depende de las características de las reservas y la cantidad disponible de reservas disminuye a medida que éstas se producen y consumen. El nivel futuro de las reservas de petróleo y gas, así como el nivel de producción y, por lo tanto, de nuestros ingresos y flujos de caja, dependen de nuestra capacidad para desarrollar las reservas actuales y para encontrar o adquirir reservas recuperables para ser desarrolladas. Es posible que no podamos identificar yacimientos comercialmente explotables, completar o producir más reservas de petróleo y gas, y los pozos que planeamos perforar pueden no resultar en un descubrimiento o producción de petróleo o gas natural. Si no podemos reponer la producción, el valor de nuestras reservas disminuirá y nuestra condición financiera, los resultados de operación, el flujo de caja y el valor de mercado de los Títulos podrían verse afectados negativamente.

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

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

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

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

Adicionalmente, la ingeniería de reservas es un proceso subjetivo para estimar las acumulaciones de petróleo y gas que no se pueden medir con precisión, y las estimaciones de otros ingenieros pueden diferir considerablemente. Una serie de supuestos e incertidumbres son inherentes a la estimación de las cantidades que componen las Reservas Probadas de petróleo y gas, incluyendo la proyección de la producción, el tiempo y el monto de los gastos de desarrollo, las pruebas y la producción después de la fecha de las estimaciones, la calidad de los datos geológicos, técnicos y económicos disponibles y su interpretación y juicio, el rendimiento de la producción de los yacimientos, los desarrollos tales como las adquisiciones y disposiciones, los nuevos descubrimientos y ampliaciones de los yacimientos existentes, y la aplicación de técnicas mejoradas de recuperación y los precios del petróleo y del gas, muchos de los cuales se encuentran fuera de nuestro control y están sujetos a cambios con el tiempo. Por consiguiente, las medidas de las reservas no son precisas y están sujetas a revisión. Además, los resultados de las perforaciones, pruebas y producción después de la fecha estimada pueden requerir revisiones. La estimación de nuestras reservas de petróleo y gas se vería afectada si, por ejemplo, no pudiéramos vender el petróleo y el gas natural que producimos. Además, la estimación de las Reservas Probadas de petróleo y reservas probadas de gas natural, basadas en la Resolución N° 324/2006 de la Secretaría de Energía de la Nación y en la Resolución Número 69-E/2016 de la Secretaría de Recursos Hidrocarbúricos puede diferir de las normas exigidas por los reglamentos de la SEC. Véase “*Certificación de Reservas y Recursos en Argentina*”.

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

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

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

costos de perforación y otros costos operativos. La terminación de un pozo no asegura el retorno de la inversión ni la recuperación de los costos de perforación, terminación y costos de operación.

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

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

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

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

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

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

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

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

- condiciones de perforación inesperadas;
- presión inesperada o irregularidades en las formaciones;
- fallas de equipos o accidentes;
- retrasos en la construcción;
- accidentes o fallos en la estimulación de fracturas;
- condiciones climáticas adversas;
- acceso restringido a la tierra para la perforación o instalación de tuberías;
- defectos de título;
- falta de instalaciones disponibles para la recolección, transporte, procesamiento, fraccionamiento, almacenamiento, refinación o exportación;
- falta de capacidad disponible en las interconexiones de los gasoductos de transmisión;

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

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

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

Nuestras operaciones y actividades de perforación se concentran en áreas de alta actividad industrial como la Cuenca Neuquina, lo que puede afectar nuestra capacidad de obtener el acceso al personal, equipos, servicios, recursos e instalaciones necesarios para completar nuestras actividades de desarrollo según lo planeado o resultar en mayores costos; dicha concentración también nos hace vulnerables a los riesgos asociados con la operación en un área geográfica limitada.

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

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

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

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

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

Nuestra capacidad para ejecutar y llevar a cabo nuestro plan de negocios depende de nuestra capacidad para obtener financiamiento a un costo y condiciones razonables. Hemos identificado oportunidades de perforación y prospectos para futuras perforaciones relacionadas con reservas no convencionales de petróleo y gas, tales como el petróleo y gas *shale* en el bloque de Vaca Muerta. Estas oportunidades y prospectos de perforación representan la parte más importante de nuestros planes de perforación para el futuro. Nuestra capacidad para perforar y desarrollar nuestro plan de negocios en tales oportunidades depende de varios factores, incluyendo las condiciones estacionales, las aprobaciones regulatorias, las negociaciones de acuerdos con terceros, los precios de los productos básicos, los costos, la disponibilidad de equipos, servicios y personal, y los resultados de las perforaciones. Además, nuestras ubicaciones potenciales de perforación se encuentran en varias etapas de

evaluación, que van desde ubicaciones que están listas para perforar hasta ubicaciones que requerirán un análisis adicional sustancial. No podemos predecir con antelación a la perforación y las pruebas si un lugar de perforación en particular producirá petróleo o gas natural en cantidades suficientes para recuperar los costos de perforación o terminación o para ser económicamente viable. El uso de tecnologías y el estudio de campos de producción en la misma zona no nos permitirá saber, con anterioridad a la perforación y de forma concluyente si habrá petróleo o gas natural o, si hay, si habrá petróleo o gas natural en cantidades suficientes para ser económicamente viables. Incluso, si existen cantidades suficientes de petróleo o gas natural, podemos dañar la formación de hidrocarburos potencialmente productivos o experimentar dificultades mecánicas mientras perforamos o completamos el pozo, posiblemente resultando en una reducción en la producción del pozo o en el abandono del mismo. Si perforamos pozos adicionales que identificamos como pozos secos en nuestras ubicaciones de perforación actuales y futuras, nuestra tasa de éxito de perforación podría disminuir y perjudicar materialmente nuestro negocio. Además, las tasas de producción iniciales reportadas por nosotros u otros operadores pueden no ser indicativas de tasas de producción futuras o a largo plazo. Además, la perforación y explotación de dichas reservas de petróleo y gas depende de nuestra capacidad para adquirir la tecnología necesaria, contratar personal y/u otros recursos para la extracción, de la obtención de financiamiento y socios para desarrollar dichas actividades. Debido a estas incertidumbres, no podemos ofrecer ninguna garantía en relación con, la sustentabilidad de estas actividades de perforación, ni que dichas actividades de perforación eventualmente resultarán en Reservas Probadas, o que podremos cumplir con nuestras expectativas de éxito, lo cual podría afectar negativamente nuestros niveles de producción, condición financiera y resultados de operación.

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

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

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

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

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

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

De acuerdo con la Ley No. 27.191, al 31 de diciembre de 2017, el 8% de la energía eléctrica consumida debe provenir de fuentes renovables, alcanzando el 20% al 31 de diciembre de 2025. Dicha Ley establece 5 etapas para alcanzar tal objetivo: (i) 8% para el 31 de diciembre de 2017; (ii) 12% para el 31 de diciembre de 2019; (iii) 16% para el 31 de diciembre de 2021; (iv) 18% para el 31 de diciembre de 2023; y (v) 20% para el 31 de diciembre de 2025. Es en este marco que el Gobierno Argentino lanzó los programas RenovAr.

Los efectos sobre la industria petrolera relacionados con el cambio climático y las regulaciones y regímenes resultantes que promueven fuentes de energía alternativas también pueden incluir la disminución de la demanda de nuestros productos a largo plazo. Cualquier efecto adverso material a largo plazo en la industria petrolera

podría afectar negativamente los aspectos financieros y operativos de nuestro negocio, mismos que no podemos predecir con certeza en este momento.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Nuestras operaciones están sujetas a riesgos sociales.

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

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

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

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

financieras; y estar sujetos a un aumento de los litigios y daños a su reputación. Un ataque cibernético podría afectar negativamente nuestro negocio, los resultados de operación y la situación financiera.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Riesgos relacionados con la Sociedad

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Los aranceles e impuestos a la exportación pueden tener un efecto material adverso en la industria de petróleo y gas de Argentina y en nuestros resultados de operación. Producimos bienes exportables y, por lo tanto, es probable que un aumento en los impuestos de exportación resulte en una disminución en el precio de nuestros productos y, por lo tanto, puede resultar en una disminución de nuestras ventas. No podemos garantizar el impacto de estas u otras medidas futuras que pueda adoptar el Gobierno Argentino sobre la demanda y los precios de los productos de hidrocarburos y, en consecuencia, sobre nuestra condición financiera y el resultado de nuestras operaciones.

Nuestras propiedades pueden estar sujetas a expropiación por parte del Gobierno de Argentina por razones de interés público.

Nuestros activos pueden estar sujetos a expropiación por parte del Gobierno Argentino (o del gobierno de cualquier subdivisión política del mismo). Estamos involucrados en el negocio de la extracción de petróleo y, como tal, nuestro negocio o nuestros activos pueden ser considerados por el Gobierno como un servicio público o esenciales para la prestación de un servicio público. Por lo tanto, nuestro negocio está sujeto a incertidumbres políticas, incluyendo la expropiación o nacionalización de nuestro negocio o activos, pérdida de concesiones, renegociación o anulación de contratos existentes y otros riesgos similares.

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

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

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

Es posible que no podamos expandir exitosamente nuestras operaciones.

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

La industria argentina del petróleo y el gas es extremadamente competitiva. Cuando licitamos por derechos de exploración o explotación de un área de hidrocarburos, nos enfrentamos a una competencia significativa no sólo de empresas privadas, sino también de empresas públicas nacionales o locales. De hecho, las provincias de La Pampa, Neuquén y Chubut han formado empresas para llevar a cabo actividades petroleras y gasíferas en nombre de sus respectivos Gobiernos provinciales. Las empresas estatales de energía Integración Energética Argentina, S.A. ("IEASA", anteriormente conocida como Energía Argentina, S.A. o "ENARSA"), YPF y otras empresas provinciales (como Gas y Petróleo del Neuquén, S.A. ("G&P") y Empresa de Desarrollo Hidrocarbúfero Provincial S.A.) también son altamente competitivas en el mercado argentino de petróleo y gas. Como resultado, no podemos asegurar que en el futuro podremos adquirir nuevas reservas exploratorias de petróleo y gas, lo cual podría afectar negativamente nuestra condición financiera y resultados de operación. No se puede asegurar que la participación de IEASA o de YPF (o de cualquier empresa de propiedad provincial) en los procesos de licitación para nuevas concesiones de petróleo y gas no influirá en las fuerzas del mercado de tal manera que pueda tener un efecto adverso en nuestra condición financiera y en los resultados de operación.

Nuestros competidores pueden ser capaces de pagar más por propiedades productivas de petróleo y gas natural y prospectos exploratorios y de evaluar, ofertar y comprar un mayor número de propiedades y prospectos de lo que

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

Aunque la Fusión puede calificar como parte de una reorganización libre de impuestos bajo la ley de impuesto a las ganancias, no podemos ofrecer garantías en cuanto al tratamiento fiscal de la Fusión.

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

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

Estamos buscando activamente adquirir propiedades adicionales. Las adquisiciones exitosas requieren una evaluación de una serie de factores, incluyendo las estimaciones de las reservas recuperables, el potencial de exploración, los precios futuros del petróleo y el gas natural, la idoneidad del título, los costos de operación y de capital y los posibles pasivos ambientales y de otro tipo. Aunque llevamos a cabo una revisión de las propiedades que adquirimos, que creemos que es consistente con las prácticas de la industria, no podemos asegurar que hemos identificado o identificaremos todos los problemas existentes o potenciales asociados con dichas propiedades o que seremos capaces de mitigar cualquier problema que identifiquemos. Tales evaluaciones son inexactas y su precisión es inherentemente incierta. Además, es posible que nuestra revisión no nos permita familiarizarnos lo suficiente con las propiedades para evaluar plenamente sus deficiencias y capacidades. No inspeccionamos todos los pozos. Incluso cuando inspeccionamos un pozo, no siempre descubrimos los problemas estructurales, subsuperficiales, de título y ambientales que puedan existir o surgir. Por lo general, no tenemos derecho a una indemnización contractual por responsabilidades previas al cierre, incluidas las responsabilidades ambientales. Podemos adquirir intereses en propiedades en la modalidad “*ad corpus*”, con derechos limitados en caso de incumplimiento de las declaraciones y garantías. Como resultado de estos factores, es posible que no podamos adquirir propiedades de petróleo y gas natural que contengan reservas económicamente rescatables o que podamos completar dichas adquisiciones en términos aceptables.

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

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

- operar una organización combinada más grande y añadiendo operaciones;
- dificultades en la incorporación de los activos y operaciones del negocio adquirido, especialmente si los activos adquiridos se encuentran en una nueva área geográfica;
- riesgo de que las reservas de petróleo y gas natural adquiridas no sean de la magnitud prevista o no se desarrollen según lo previsto;
- pérdida de empleados clave en el negocio adquirido;

- incapacidad para obtener un título satisfactorio sobre los activos, concesiones o intereses de participación que adquirimos;
- una disminución en nuestra liquidez si utilizamos una porción de nuestro efectivo disponible para financiar adquisiciones;
- un aumento significativo en nuestros gastos financieros o apalancamiento financiero si incurrimos en deuda adicional para financiar adquisiciones;
- no alcanzar la rentabilidad o el crecimiento esperados;
- no conseguir las sinergias y los ahorros de costos esperados;
- coordinar organizaciones, sistemas e instalaciones geográficamente alejadas; y
- coordinar o consolidar las funciones corporativas y administrativas.

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

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

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

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

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

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

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

La Ley de Hidrocarburos permite la exportación de hidrocarburos, siempre y cuando no sean necesarios para el mercado interno argentino y se vendan a precios razonables. En el caso del gas natural, la Ley N° 24.076 de gas natural y la reglamentación conexas exigen que se tengan en cuenta todas las necesidades del mercado interno al autorizar las exportaciones de gas natural a largo plazo. En este sentido, la Secretaría de Energía puede autorizar operaciones de exportación de excedentes de gas natural siempre que estén sujetas a interrupción por escasez de suministro local.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Nos enfrentamos a riesgos relacionados con ciertos procedimientos legales.

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

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

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

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

A la fecha de este Prospecto, la mayoría de nuestra deuda se relaciona con nuestras obligaciones bajo el Préstamo Sindicado (según dicho término se define más adelante), las cuales están garantizadas por Vista Oil & Gas, S.A.B. de C.V., Vista Holding I y Vista Holding II (junto con otras entidades que actúan como garantes bajo el Préstamo Sindicado, de tiempo en tiempo, los "Garantes"), y están denominadas en Dólares. El Préstamo Sindicado contiene una serie de condiciones que imponen a Vista Argentina, Vista Oil & Gas, S.A.B. de C.V. y demás Garantes importantes restricciones operativas y financieras. Estas restricciones pueden limitar nuestra capacidad para realizar actos que pueden ser en nuestro mejor interés a largo plazo. Dicha línea de crédito incluye obligaciones que restringen, entre otras cosas, Vista Argentina, Vista Oil & Gas, S.A.B. de C.V. y los demás Garantes para:

- crear gravámenes sobre sus activos para garantizar deuda;
- disponer de sus bienes;
- fusionarse o consolidarse con otra persona o vender o de otra manera disponer de todos o substancialmente todos sus o nuestros activos;
- cambiar su o nuestra línea de negocio existente;
- declarar o pagar dividendos o devolver capital, salvo ciertos pagos limitados;
- realizar ciertas inversiones en valores y capital social, entre otros;
- realizar transacciones con afiliadas; y
- cambiar nuestras prácticas de contabilidad existentes (excepto si es requerido o permitido por la ley aplicable y las reglas de contabilidad).
- Modificar o dar por terminados los documentos organizativos de Vista Argentina o cualquier Garante.

Asimismo, en virtud del Préstamo Sindicado, Vista Oil & Gas, S.A.B. de C.V. está obligada a mantener, sobre una base consolidada, ciertos compromisos financieros.

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

El incumplimiento de cualquier obligación contenida en el Préstamo Sindicado podría resultar en un incumplimiento bajo dicho contrato. Si se produce un incumplimiento de este tipo, el agente administrativo o los prestamistas correspondientes podrían optar por declarar que la deuda, junto con los intereses devengados y otros cargos, ha vencido y es pagadera de inmediato. Si el Préstamo Sindicado fuera a ser acelerado, nuestros activos y los de cada uno de los Garantes, podrían no ser suficientes para pagar en su totalidad esa deuda, o cualquier otra deuda que pudiera vencer como resultado de esa aceleración y, en consecuencia, podría afectar materialmente y de manera adversa nuestro negocio, nuestra condición financiera, los resultados de operación y perspectivas.

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

La Ley de Prevención del Lavado de Activos, la Ley de Responsabilidad Penal Empresaria y otras leyes anticorrupción aplicables en otras jurisdicciones pertinentes prohíben a las empresas y sus intermediarios ofrecer o realizar pagos indebidos (o dar cualquier cosa de valor) a funcionarios gubernamentales y/o personas del sector privado con el fin de influir en ellos u obtener o retener negocios, y exigen que las empresas mantengan libros y registros exactos y mantengan controles internos adecuados. En particular, la Ley de Responsabilidad Penal Empresaria prevé la responsabilidad penal de las personas jurídicas por delitos contra la administración pública y soborno transnacional cometido por, entre otros, sus apoderados, directores, gerentes, empleados o representantes. En este sentido, una persona jurídica puede ser declarada responsable y estar sujeta en consecuencia a multas y/o suspensión parcial o total de sus actividades si tales delitos se cometieron, directa o indirectamente, en su nombre, representación o interés, la empresa obtuvo o pudo haber obtenido un beneficio de los mismos, y el delito fue resultado del control ineficaz de la empresa.

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

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

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

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

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

ejecución exitosa de nuestras operaciones y, consecuentemente, nuestro negocio, situación financiera, resultados de operación, flujos de caja y/o perspectivas.

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

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

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

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

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

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

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

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

Las estimaciones financieras establecidas en las proyecciones incluidas en este prospecto se basan en suposiciones realizadas y en la información de la que disponíamos en el momento de su elaboración. No sabemos si tales

suposiciones resultarán ser correctas. Cualquiera de estas estimaciones, o todas ellas, pueden no realizarse necesariamente. Tales estimaciones pueden verse afectadas adversamente por suposiciones inexactas o por riesgos e incertidumbres conocidos o desconocidos, muchos de los cuales están fuera de nuestro control. Muchos de los factores mencionados en el presente prospecto, incluyendo los riesgos descritos en esta sección "*Factores de Riesgo*" y los acontecimientos o circunstancias descritos en "*Declaraciones sobre Hechos Futuros*", serán importantes para determinar nuestros resultados futuros. Como resultado de estas contingencias, los resultados futuros reales pueden variar significativamente de nuestras estimaciones. En vista de estas incertidumbres, la inclusión de nuestras estimaciones financieras en este prospecto no es ni debe ser vista como una representación de que los resultados proyectados serán alcanzados.

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

Riesgos relacionados a Argentina

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

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

La economía ha experimentado una significativa volatilidad en las últimas décadas, incluyendo diversos periodos de crecimiento bajo o nulo y niveles elevados y variables de inflación y devaluación del Peso. No podemos asegurar que los niveles de crecimiento de los últimos años se mantengan en los años siguientes o que la economía argentina no sufra una recesión. Si las condiciones económicas se deterioraran, o si la inflación se acelerara aún más, o si las medidas del Gobierno Argentino para atraer o retener la inversión extranjera y el financiamiento internacional en el futuro no tuvieran éxito, tales acontecimientos podrían afectar adversamente el crecimiento económico y, a su vez, afectar nuestra solvencia financiera y los resultados de operación.

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

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

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

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

Argentina y, en consecuencia, afectar negativamente la condición económica y financiera de Argentina y los resultados de nuestras operaciones.

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

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

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

- los niveles de inflación se mantienen altos y pueden continuar en niveles similares en el futuro: según un informe publicado por el Instituto Nacional de Estadística y Censos de la República Argentina (el “INDEC”), la inflación acumulada al índice de precios al consumidor (“IPC”) del año 2018 fue del 47,6%;
- de acuerdo con el cálculo publicado por el INDEC el 19 de junio de 2019, el producto interno bruto (el “PIB”) registró, en el primer trimestre de 2019, una caída del 5,8% en relación con el mismo período del año anterior. A efectos comparativos, cabe señalar que el PIB aumentó un 2,9% en 2017 y disminuyó un 2,3% en 2016. El desempeño anterior del PIB de Argentina ha dependido en cierta medida de los altos precios de las materias primas que, a pesar de tener una tendencia favorable a largo plazo, son volátiles en el corto plazo y están fuera del control del Gobierno Argentino y del sector privado;
- la deuda pública de Argentina expresada como porcentaje del PIB sigue siendo alta;
- el aumento discrecional del gasto público ha dado lugar y sigue dando lugar a déficits fiscales;
- podría haber un número significativo de protestas o huelgas, como en el pasado, lo que podría afectar negativamente a varios sectores de la economía argentina, incluyendo a la industria de extracción de petróleo;
- el suministro de energía o de gas natural puede no ser suficiente para abastecer la actividad industrial (limitando así el desarrollo industrial) y el consumo;
- los niveles de desempleo y de empleo informal siguen siendo altos, según el INDEC, el nivel de desempleo durante el primer trimestre de 2019 fue del 10,1%;
- en el ambiente generado por las condiciones antes mencionadas, la demanda de divisas podría crecer, generando un efecto de fuga de capitales como en los últimos años;
- el 7 de junio de 2018, el Gobierno Argentino y el Fondo Monetario Internacional (el “FMI”) anunciaron que se había llegado a un entendimiento técnico con la intención de abrir una línea de crédito por un monto de 50.000 millones de Dólares a 3 años, sujeto a la aprobación del Comité Ejecutivo del FMI, que considerará el plan económico de Argentina (el “SBA”). Las autoridades han indicado que tienen la intención de recurrir al primer tramo del acuerdo, pero que posteriormente tratan el préstamo como reservas cautelares en caso de que se necesiten en el futuro. El 20 de junio de 2018, el Comité Ejecutivo del FMI aprobó el mencionado acuerdo. El 21 de junio de 2018, el FMI realizó el primer desembolso bajo el acuerdo por un monto de US\$15.000 millones. Además, el 26 de septiembre de 2018 el Gobierno Argentino anunció que se había alcanzado un nuevo acuerdo técnico con el FMI, el que sustentó el acuerdo de reserva de tres años aprobado el

20 de junio de 2018. El acuerdo revisado incluye un aumento de los fondos disponibles del FMI de 19.000 millones de Dólares hasta finales de 2019, y eleva el monto total disponible en el marco del programa a 57.100 millones de Dólares hasta 2021. Los fondos disponibles en el marco del programa ya no se considerarían reservas cautelares, ya que las autoridades han indicado que tienen la intención de utilizar realmente el financiamiento del FMI para el apoyo presupuestario. El 26 de octubre de 2018, el FMI autorizó un segundo desembolso bajo el acuerdo por US\$5.700 millones. El 19 de diciembre de 2018, el FMI autorizó un tercer desembolso bajo el acuerdo por US\$7.600 millones. Además, el 5 de abril del 2019, el FMI autorizó un cuarto desembolso bajo el acuerdo por US\$10.900 millones con lo que el total de desembolsos bajo el acuerdo asciende aproximadamente a US\$39.000 millones;

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

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

Además, las elecciones presidenciales y legislativas en Argentina tendrán lugar en octubre de 2019, y su impacto en el futuro entorno económico y político es incierto, pero es probable que sea significativo. El 10 de marzo de 2019, se llevaron a cabo en la Provincia del Neuquén elecciones al congreso y a la gubernatura. Omar Gutiérrez, del partido Movimiento Popular Neuquino, fue reelegido como gobernador con aproximadamente el 39,92% de los votos. Para más información al respecto, véase *“Las próximas elecciones presidenciales y provinciales en Argentina generan cierta incertidumbre en la economía argentina y, en consecuencia, en nuestros negocios”*.

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

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

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

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

Argentina es una economía de mercado emergente, y la inversión en mercados emergentes generalmente conlleva riesgos. Estos riesgos incluyen la inestabilidad política, social y económica que puede afectar los resultados económicos de Argentina, los cuales pueden provenir de muchos factores, incluyendo los siguientes:

- incrementos en las tasas de interés;

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

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

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

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

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

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

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

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

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

En enero de 2014, se publicó un nuevo índice de precios al consumidor, el Índice de Precios al Consumidor Nacional Urbano ("IPCNu") con el objetivo de mejorar la precisión de las mediciones de la evolución de los precios en la economía argentina. El IPCNu integra un conjunto de índices de precios que permite monitorear la evolución de diversos precios de la economía (mayoristas, de materias primas y de construcción, entre otros) considerando la información de precios de todas las provincias de Argentina. El IPCNu aumentó un 10,7% en el periodo de enero a octubre de 2015 (según los últimos datos disponibles); y un 20,9% en 2014. En el pasado, ha habido una disparidad sustancial entre los índices de inflación publicados por el INDEC y los índices de inflación más altos estimados por las consultoras privadas. El INDEC estimó que el Índice de Precios al Por Mayor de Argentina aumentó un 13,1% en 2012, un 14,8% en 2013, un 28,3% en 2014 y un 10,6% en el periodo

comprendido entre enero y octubre de 2015 (según los últimos datos disponibles, debido a que el INDEC no ha revelado cifras para noviembre y diciembre de 2015).

Como consecuencia de los eventos mencionados, no se reveló la medida de inflación del índice IPCNu para todo el año 2015, y de acuerdo con los últimos datos disponibles (a partir de octubre de 2015) el IPCNu registró un incremento del 11,9% con respecto al período enero a octubre de 2015. Como orientación alternativa al IPCNu, las autoridades sugirieron que se observaran otras medidas, como las publicadas por el gobierno de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, a través de la Dirección General de Estadística y Censos (IPC CABA) y la Provincia de San Luis que registraron un incremento anual del 26,9% y 31,6% en 2015, respectivamente.

El 8 de enero de 2016, la actual administración emitió el Decreto No. 55/2016 que declara el estado de emergencia estadística nacional respecto del sistema estadístico nacional y al INDEC hasta el 31 de diciembre de 2016 (el cual no fue prorrogado). Durante este estado de emergencia, el INDEC suspendió momentáneamente la publicación de los principales indicadores (precios, pobreza, desempleo y PIB) hasta que se completara una reorganización de su estructura técnica y administrativa capaz de producir información estadística suficiente y confiable. Durante dicho período, el INDEC publicó cifras oficiales del IPC publicadas por el gobierno de la Ciudad de Buenos Aires y la Provincia de San Luis como referencia. A la fecha de este Prospecto, el INDEC ha reanudado la publicación de los datos estadísticos mencionados, aunque para algunos indicadores no ha revelado o proporcionado cifras readecuadas para ciertos periodos de tiempo.

Después de implementar las reformas anunciadas, en diciembre de 2016 el INDEC comenzó a publicar las mediciones oficiales de su principal indicador de inflación, el IPC. Durante 2017, el INDEC publicó regularmente el índice IPC, registrando un aumento del 24,8% en comparación anual. La variación del IPCNu para el periodo de enero a diciembre de 2018 fue del 47,6% en comparación con el mismo periodo del año 2017. Por otra parte, el INDEC informó que el IPC mensual registró una variación del 2,9% en enero de 2019 en comparación con diciembre de 2018, una variación del 3,8% en febrero en comparación con enero de 2019 y una variación del 4,7% en marzo en comparación con febrero de 2019 y con una variación del 3,4% y una variación del 3,4% en abril comparada con marzo del 2019 y una variación del 3,1% en mayo comparada con abril del 2019.

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

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

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

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

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

Tras la morosidad de ciertos pagos de deuda por parte de Argentina en 2001, el Gobierno Argentino logró reestructurar el 92% de la deuda a través de dos ofertas de canje de deuda llevadas a cabo en 2005 y 2010. A partir

de 2002, ciertos acreedores que se negaron a participar de las ofertas de canje (los “holdouts”) iniciaron numerosas demandas contra Argentina en varias jurisdicciones, incluidos los Estados Unidos, Italia, Alemania y Japón. Estas demandas generalmente afirman que Argentina no pagó a tiempo los intereses y/o el capital de sus bonos, por lo que buscan sentencias por el valor nominal y/o los intereses devengados de esos bonos. Se han dictado sentencias en numerosos procedimientos en los Estados Unidos, Alemania y Japón. A la fecha de este Prospecto, los acreedores con sentencias favorables no han logrado, con algunas excepciones menores, ejecutar esas sentencias.

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

La actual administración presentó una propuesta de acuerdo a los tenedores de bonos en mora en diciembre de 2015 con el fin de cerrar 15 años de litigios. Entre febrero y abril de 2016, el Gobierno Argentino suscribió, en principio, acuerdos con ciertos tenedores de deuda vencida y presentó una propuesta a otros tenedores de deuda vencida, incluyendo aquéllos con reclamaciones pendientes en los tribunales de los Estados Unidos, sujeto a dos condiciones: (i) la obtención de la aprobación del Congreso de la Nación y (ii) el levantamiento de los requerimientos *pari passu*. El 31 de marzo de 2016, el Congreso argentino eliminó los obstáculos legislativos al acuerdo y aprobó la propuesta de acuerdo. El 22 de abril de 2016, Argentina realizó una emisión de bonos gubernamentales por US\$16.500 millones, de los cuales US\$9.300 millones se destinaron a satisfacer los pagos de los acuerdos de liquidación alcanzados con los tenedores de deuda en mora. Desde entonces, se han liquidado prácticamente todos los créditos pendientes en concepto de fianzas impagadas. El Juez Thomas Griesa ordenó el levantamiento de las medidas cautelares que impedían los pagos a los participantes de las ofertas de canje de deuda de 2005 y 2010, sujeto a la confirmación de los pagos indicados anteriormente.

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

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

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

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

Las fluctuaciones en el valor del Peso frente al Dólar pueden afectar adversamente la economía argentina, nuestra condición financiera y los resultados de operación. Si bien la mayoría de nuestros ingresos están denominados en Dólares, las áreas de explotación podrían verse limitadas por la capacidad de las refinerías para

impulsar los aumentos de costos a los precios de las bombas, que están denominados en moneda local. Esto puede generar riesgo para nuestro flujo de ingresos en entornos macroeconómicos volátiles. Por lo tanto, estamos expuestos a los riesgos asociados con la fluctuación del Peso en relación con el Dólar. Después de varios años de moderadas variaciones en el tipo de cambio, entre el 2 de mayo de 2018 y el 1 de octubre de 2018, el Peso cayó de 20,9 a 38,7 Pesos por Dólar de acuerdo con el tipo de cambio para la compra del Dólar publicado por el BCRA, a raíz de la crisis financiera previamente mencionada. No podemos predecir si, y en qué medida, el valor del peso argentino podría depreciarse o apreciarse aún más frente al dólar estadounidense y cómo dichas fluctuaciones podrían afectar nuestro negocio, o el efecto que las elecciones en Argentina puedan tener en el Peso. Como resultado del aumento de la volatilidad del Peso, el Gobierno Argentino anunció varias medidas para restaurar la confianza del mercado y estabilizar su valor. Las medidas implementadas por el BCRA incluyen, entre otras, los incrementos de las tasas de interés de corto plazo al 70%, el aumento de las reservas obligatorias de depósitos en Pesos para los bancos más grandes de Argentina del 28% al 31%, y la venta de reservas en moneda extranjera. Por su parte, el Gobierno Argentino anunció que aceleraría la reducción propuesta del déficit fiscal.

Como parte de los términos y condiciones del acuerdo revisado con el FMI aprobado el 20 de junio de 2018, el 28 de septiembre de 2018, el Comité de Política Monetaria del BCRA introdujo una banda de tipos de cambio vigente a partir del 1 de octubre de 2018. El tipo de cambio del Peso con el Dólar podrá fluctuar entre ARS\$34,00 y ARS\$44,00 por US\$1.00 sin la intervención del BCRA. La banda se ajustó a una tasa mensual del 3% hasta finales de 2018. En caso de que el tipo de cambio fluctúe por encima o por debajo del rango de la banda (la “Zona de no Intervención”), el BCRA podrá intervenir vendiendo o comprando divisas, según sea el caso, para mantener el tipo de cambio dentro de la banda. Adicionalmente, el 2 de enero de 2019, el Comité de Política Monetaria del BCRA decidió mantener la misma banda del rango de tipos de cambio sin intervención vigente desde diciembre de 2018 para enero de 2019, con un ajuste de la tasa mensual del 2% hasta finales de marzo de 2019. En marzo de 2019, el Comité de Política Monetaria del BCRA definió la Zona de no Intervención para el segundo trimestre de 2019. Como resultado, el valor del Peso frente al Dólar Estadounidense podrá fluctuar entre \$39,39 y \$50,97 por US\$1,00 (a partir de marzo de 2019), sujeto a ajustes diarios, a una tasa mensual del 1,75% entre el 1 de abril y el 30 de junio de 2019. Con el fin de reforzar el proceso de desinflación, el 16 de abril de 2019, el Comité de Política Monetaria del BCRA decidió reducir la tasa de ajustes diarios de la zona no intervencionista a 0% para el remanente del 2019. En este sentido, los límites se mantendrán constantes en \$39.755 y \$51,448, respectivamente, hasta el 31 de diciembre de 2019. Sin embargo, dada la volatilidad observada en los últimos días de abril de 2019, el 29 de abril de 2019, el Comité de Política Monetaria del BCRA consideró apropiado reforzar la política monetaria contractiva modificando el actual régimen cambiario monetario. En este sentido, el BCRA podrá intervenir mediante la venta de divisas aún cuando el tipo de cambio del Peso con el Dólar sea inferior a 51,448 pesos (el monto y la frecuencia de dichas intervenciones dependerán de la dinámica del mercado). Además, si el tipo de cambio Peso -Dólar superara el límite de no intervención de \$51,448, el BCRA podría aumentar el monto de las ventas diarias estipuladas hasta el momento de US\$150 a US\$250 millones. Asimismo, el BCRA puede determinar la necesidad de intervenciones adicionales para contrarrestar episodios de volatilidad excesiva si se considera necesario.

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

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

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

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

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

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

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

Aunque el gobierno de Macri tomó varias medidas con la intención de eliminar la mayoría de los controles cambiarios en Argentina, no podemos garantizar que podamos acceder a los mercados de divisas o que estas medidas no causen fluctuaciones en el valor del Peso. El levantamiento de ciertos controles cambiarios y otros acontecimientos económicos, sociales y políticos futuros en Argentina, sobre los cuales no tenemos control, pueden afectar adversamente nuestros negocios, resultados de operación, condición financiera, el valor de nuestros valores y nuestra capacidad para cumplir con nuestras obligaciones financieras.

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

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

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

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

Los efectos de una crisis económica en nuestros clientes y en nosotros no se pueden predecir. La debilidad de las condiciones económicas globales y locales podría llevar a una reducción de la demanda o de los precios de la energía, los hidrocarburos y los productos petrolíferos y petroquímicos relacionados, lo que podría tener un efecto negativo en nuestros ingresos. Factores económicos como el desempleo, la inflación y la falta de disponibilidad de crédito también podrían tener un efecto material adverso en la demanda de energía y, por lo tanto, en la situación financiera de nuestro negocio y en los resultados de las operaciones. La situación financiera y económica en Argentina o en otros países de América Latina, como Brasil, también puede tener un impacto negativo en nosotros y en terceros con los que hacemos o podemos hacer negocios. Véase la Sección “Factores de Riesgo –

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

La crisis económica mundial que se inició en el cuarto trimestre de 2008, que provocó la caída en las bolsas de valores y la insolvencia de importantes instituciones financieras, limitó la capacidad de las empresas argentinas para acceder a los mercados financieros internacionales, como lo habían hecho en el pasado, o hizo que dicho acceso fuera significativamente más costoso. Una crisis financiera mundial o regional similar en el futuro podría limitar nuestra capacidad de acceso a los mercados de crédito o de valores en un momento en que necesitemos financiación, lo que menoscabaría nuestra flexibilidad para reaccionar ante los cambios en las condiciones económicas y empresariales. Véase *"Factores de Riesgo - Riesgos Relacionados con Argentinos - La capacidad de Argentina para obtener financiamiento de los mercados internacionales es limitada, lo que podría afectar su capacidad para implementar reformas y sostener el crecimiento económico"*. Por estas razones, cualquiera de los factores anteriores podría, en conjunto o de manera independiente, tener un efecto adverso en nuestros resultados de operación y condición financiera y causar que el valor de mercado de los Títulos disminuya.

Por otra parte, la crisis de los mercados emergentes iniciada en el segundo trimestre de 2018 como consecuencia del aumento de las tasas de interés por parte de la Reserva Federal estadounidense y de la guerra comercial entre Estados Unidos y China, entre otros factores, tuvo un impacto material en la economía argentina. Entre el 2 de mayo de 2018 y el 1 de octubre de 2018, el Peso cayó de 20,9 a 38,7 Pesos por cada Dólar de acuerdo con el tipo de cambio para la compra del Dólar publicado por el BCRA. Aunque el FMI y el Gobierno Argentino firmaron un acuerdo para normalizar el presupuesto fiscal argentino, no podemos garantizar la estabilidad financiera en los frentes internacional y nacional.

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

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

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

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

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

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

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

En febrero de 2016, el Gobierno Argentino revisó el programa de tarifas de electricidad y gas, y redujo los subsidios a la demanda de estos servicios, aumentando en más de un 500% los costos de la energía, con la excepción de los consumidores de bajos ingresos por la reducción de los subsidios. Al restablecer los niveles de tarifas, modificar el marco regulatorio y reducir la participación del Gobierno Argentino en el sector energético, el Gobierno Argentino buscó corregir las distorsiones en el sector energético y realizar las inversiones necesarias. En julio de 2016, un tribunal federal de la ciudad de La Plata suspendió el aumento de la tarifa de gas en la Provincia de Buenos Aires. El 3 de agosto de 2016, un tribunal federal de San Martín suspendió el aumento de las tarifas de gas en todo el país hasta que se celebró una audiencia pública para discutir el aumento de las tarifas. La sentencia fue apelada ante la Corte Suprema, y el 18 de agosto de 2016, la Corte Suprema dictaminó que el aumento en la tarifa de gas de los usuarios residenciales no podía ser impuesto sin una audiencia pública. El 16 de septiembre de 2016 se celebró la audiencia pública en la que se acordó que la tarifa de gas se ajustaría en aproximadamente un 200% en octubre de 2016, con ajustes de precios semestrales en 2019. A la fecha de este Prospecto, algunos ajustes han sido materializados. En este sentido, a título ejemplificativo, mediante resoluciones No. 205-207/2019, de fecha 5 de abril de 2019, el Ente Nacional Regulador del Gas en Argentina, establecido en la Ley No. 24.076, (el “ENARGAS”) estableció el nuevo esquema de tarifas de gas para algunas de las empresas de transporte y distribución de gas, que será aplicable durante el semestre abril-octubre de 2019.

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

En cuanto a otros servicios, incluida la electricidad, el 28 de octubre de 2016 se celebró una audiencia pública para considerar una propuesta de aumento del 31% de la tarifa solicitada por los distribuidores de energía. Posteriormente, el Gobierno Argentino anunció aumentos en las tarifas eléctricas de entre el 60% y el 148%. El 31 de marzo de 2017, el Ministerio de Energía publicó una nueva lista de tarifas con incrementos de aproximadamente el 24% para el suministro de gas natural por redes que habían sido parcialmente reguladas desde el 1 de abril de 2017. Además, el 17 de noviembre de 2017, se celebró una audiencia pública convocada por el ex Ministro de Energía y Minas para actualizar el programa de tarifas de gas natural y electricidad. El nuevo esquema tarifario prevé una reducción gradual de las subvenciones, que se traducirá en un aumento, entre diciembre de 2017 y febrero de 2018, de entre el 34% y el 57% (dependiendo de la provincia) para el gas natural y el 34% para

la electricidad. Además, el 31 de mayo de 2018, el Congreso argentino aprobó una ley que busca limitar el aumento de las tarifas de energía implementada por la administración Macri, la cual fue vetada posteriormente por el Presidente Macri. El 1 de agosto de 2018, en cumplimiento de la Resolución N° 208/2018 del Consejo Nacional Regulador de la Electricidad (“ENRE”), y el Ministerio de Energía publicó un nuevo esquema tarifario con aumentos en las tarifas eléctricas.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

El 23 de junio de 2016, el Reino Unido votó a favor de salir de la Unión Europea (comúnmente conocido como “Brexit”). Los términos del Brexit y la relación resultante entre el Reino Unido y la Unión Europea son inciertos para las empresas que operan tanto en el Reino Unido como en la economía global en general. Además, nuestros negocios y operaciones pueden verse afectados por cualquier voto posterior en Escocia para buscar la independencia del Reino Unido:

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

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

Riesgos relacionados con las Obligaciones Negociables

Los acontecimientos en otros mercados emergentes pueden afectar negativamente el valor de mercado de las Obligaciones Negociables.

El precio de mercado de las Obligaciones Negociables puede verse afectado por los acontecimientos en los mercados financieros internacionales y en las condiciones económicas mundiales. Los mercados de títulos de Argentina son influenciados, en distintos grados, por las condiciones económicas y de mercado en otros países, especialmente los de América Latina y otros mercados emergentes. Aunque las condiciones económicas son diferentes en cada país, la reacción del inversor frente a los acontecimientos en un país puede afectar los títulos de los emisores en otros países, incluyendo Argentina. No es posible asegurar que el mercado de títulos de los emisores argentinos no se verá afectado negativamente por otros hechos ni que dichos acontecimientos no tendrán un impacto negativo sobre el valor de mercado de las Obligaciones Negociables. Por ejemplo, un aumento en las tasas de interés en un país desarrollado, como por ejemplo los Estados Unidos, o un hecho negativo en un mercado emergente, pueden inducir una salida de capitales significativa de Argentina y disminuir el precio de negociación de las Obligaciones Negociables.

Podría no existir un mercado de negociación establecido para las Obligaciones Negociables, y el valor de mercado de las Obligaciones Negociable podría ser incierto.

No es posible garantizar que se obtendrá la aprobación de cualquiera de estas solicitudes. Asimismo, no es posible garantizar que se desarrollará un mercado para las Obligaciones Negociables o que, de desarrollarse un mercado tal, éste se mantendrá. Si no se desarrollara o no se mantuviera vigente un mercado de negociación, los inversores podrían experimentar dificultades para revender las Obligaciones Negociables o podrían verse imposibilitados de venderlas a un precio atractivo o en lo absoluto. Asimismo, aun si se desarrollara un mercado, la liquidez del mercado de las Obligaciones Negociables dependerá de la cantidad de tenedores de las Obligaciones Negociables, el interés de los colocadores por crear un mercado para las Obligaciones Negociables y otros factores. Asimismo, el precio de mercado, la liquidez y los mercados de negociación de las Obligaciones Negociables podrían verse seriamente afectados por cambios en las tasas de interés y por la contracción y volatilidad en los mercados de títulos similares y en la economía en general, así como por cambios en la situación patrimonial o los resultados de las operaciones de la Sociedad. No es posible asegurar que las Obligaciones Negociables no se negociarán con un descuento sobre su precio de negociación inicial, ya sea por razones relacionadas o no con la Sociedad.

Los tenedores de las Obligaciones Negociables podrían tener dificultades para hacer valer la responsabilidad civil de la Sociedad, sus directores, funcionarios, personas controlantes y ciertos profesionales.

La Sociedad está constituida bajo las leyes de Argentina. Nuestros directores y funcionarios de la Sociedad, así como también los profesionales mencionados en el presente Prospecto, tienen su domicilio en Argentina. Asimismo, la totalidad o una parte significativa de los activos de la Sociedad, así como los activos de sus respectivos directores y funcionarios, están ubicados fuera de Estados Unidos. Por ende, podría ser dificultoso o imposible para los tenedores de Obligaciones Negociables cursar notificaciones judiciales dentro de Estados Unidos a dichas personas, bajo las leyes estadounidenses u otras leyes extranjeras en materia de títulos valores. En base a la opinión de los asesores jurídicos de la Sociedad en Argentina, existe duda respecto de la exigibilidad contra la Sociedad y contra dichas personas en Argentina, ya sea en acciones originales o acciones tendientes a hacer valer sentencias de tribunales estadounidenses u otros tribunales extranjeros, de responsabilidades fundadas únicamente en las leyes federales estadounidenses u otras leyes extranjeras en materia de títulos valores y respecto de la exigibilidad ante tribunales argentinos de sentencias de los tribunales estadounidenses u otros tribunales no argentinos obtenidas en acciones establecidas en virtud de las disposiciones en materia de responsabilidad civil de las leyes federales estadounidenses u otras leyes extranjeras en materia de títulos valores.

Además, los tribunales argentinos no ordenarán un embargo preventivo o ejecutivo con respecto a bienes ubicados en Argentina cuando, en base a lo determinado por dichos tribunales, dichos bienes estén afectados a la prestación de servicios públicos esenciales. Los activos relacionados con el negocio de generación de energía de la Sociedad se consideran parte de una actividad de interés general, y su embargo no está restringido por imperio de la ley. Si un tribunal argentino efectuara tal determinación con respecto a cualquiera de los activos de la Sociedad, salvo que el gobierno argentino expresamente renunciara a ello con el alcance permitido por la ley aplicable, tales activos no estarían sujetos a embargo, ejecución u otro proceso legal en la medida en que se mantenga dicha determinación, y como resultado la capacidad de los acreedores de la Sociedad de hacer valer una sentencia contra tales activos podría verse afectada negativamente.

En caso de un proceso concursal o acuerdo preventivo extrajudicial, los obligacionistas podrían votar de forma diferente de los demás acreedores.

Si la Sociedad fuera objeto de un proceso concursal, un acuerdo preventivo extrajudicial y/o un proceso similar, las actuales leyes argentinas aplicables a las Obligaciones Negociables (incluyendo, sin limitación, las disposiciones de la Ley de Obligaciones Negociables de Argentina) estarán sujetas a las disposiciones de la Ley N°24.522 de Argentina (la “Ley de Concursos y Quiebras”), con sus modificatorias, y demás reglamentaciones aplicables a procesos de reestructuración comercial, y, en consecuencia, ciertos términos y condiciones de las Obligaciones Negociables podrían no ser de aplicación. Los procesos de quiebras de Argentina en virtud de la Ley de Concursos y Quiebras difieren de los aplicados en Estados Unidos.

La Ley de Concursos y Quiebras establece para los obligacionistas un procedimiento de votación diferente al aplicable a otros acreedores quirografarios a efectos del cálculo de las mayorías requeridas en la Ley de Concursos y Quiebras (que requiere la mayoría absoluta de los acreedores que representen dos tercios del monto de capital no garantizado). En base a este sistema, la capacidad de negociación de los obligacionistas puede verse reducida significativamente en comparación a la de los otros acreedores de la Sociedad.

Adicionalmente, ciertos precedentes jurisprudenciales han sostenido que aquellos titulares de las Obligaciones Negociables que no asistan a la asamblea para expresar su voto o se abstengan de votar, no conforman la base computable a los efectos del cálculo de las conformidades al acuerdo preventivo. Debido a estos procesos concursales, el poder de negociación de los obligacionistas podría verse reducido respecto del de otros acreedores financieros y comerciales de la Sociedad.

Si la Emisora entrase en estado de insolvencia, proceso judicial de reorganización o liquidación o si entra en un acuerdo de reorganización extrajudicial y/o cualquier otro procedimiento similar, ciertos términos y condiciones de las obligaciones negociables pueden no ser aplicables bajo ley Argentina.

En caso de un proceso de reorganización judicial, acuerdo preventivo extrajudicial o un procedimiento similar relacionado con la Sociedad, las reglamentaciones argentinas actuales aplicables a las Obligaciones Negociables (incluyendo, sin limitación, las disposiciones de la Ley de Obligaciones Negociables Argentina) estarán sujetos a las disposiciones de la ley de concursos y quiebras de Argentina, tal y como fuera enmendada, y a todas las demás leyes y reglamentaciones aplicables a los procedimientos de reorganizaciones comerciales y, en consecuencia, ciertos términos y condiciones de las Obligaciones Negociables podrán no ser de aplicación (por ejemplo, la aprobación unánime de los tenedores para modificar ciertas disposiciones de las Obligaciones Negociables). La ley de Obligaciones Negociables de Argentina difiere de aquella aplicada en los Estados Unidos.

En especial, la Ley de Concursos y Quiebras establece que, en caso de títulos emitidos en serie, como es el caso de las Obligaciones Negociables, sus tenedores participarán en la votación efectuada a fin de obtener el consentimiento necesario para aprobar un acuerdo con los acreedores y/o la reestructuración de las deudas de la Sociedad sujeto a un procedimiento para el cálculo de mayorías diferente al requerido con respecto a otros acreedores quirografarios. Bajo dicho procedimiento: (i) los tenedores se reunirán en asamblea convocada por el fiduciario o por el juez competente, en su caso; (ii) en ella, tenedores presentes expresarán a través de su voto su conformidad o rechazo de la propuesta de acuerdo preventivo que les corresponda y manifestarán a qué alternativa adhieren para el caso que la propuesta fuere aprobada; (iii) el plan se considerará aprobado o rechazado en base al monto de capital total que vote a favor y el monto de capital total que vote en contra de la propuesta, más el acuerdo de los demás acreedores; (iv) la conformidad será exteriorizada por el fiduciario o por quien haya designado la asamblea, sirviendo el acta de la asamblea como instrumento suficiente; (v) podrá prescindirse de la asamblea cuando el fideicomiso o las normas aplicables a él prevean otro método de obtención de aceptaciones de los titulares de créditos que el juez estime suficiente; (vi) en los casos en que sea el fiduciario quien haya resultado verificado o declarado admisible como titular de los créditos, de conformidad a lo previsto en el artículo 32 de la Ley de Concursos y Quiebras, éste podrá desdoblarse su voto; se computará como aceptación por el capital de los beneficiarios que hayan expresado su conformidad con la propuesta de acuerdo al método previsto en el fideicomiso o en la ley que le resulte aplicable; y como rechazo por el resto. Se computará en la mayoría de personas como una aceptación y una negativa; (vii) en el caso de legitimados o representantes colectivos verificados o declarados admisibles en los términos del artículo 32 de la Ley de Concursos y Quiebras, en el régimen de voto se aplicará el inciso (vi); (viii) en todos los casos, el juez podrá disponer las medidas pertinentes para asegurar la participación de los acreedores y la regularidad del proceso de votación; y (ix) al calcular los votos en relación con la propuesta en la asamblea de tenedores, todos los votos positivos se considerarán a favor de la propuesta, y todos los votos negativos se considerarán en contra de la propuesta.

Asimismo, los obligacionistas que no se encuentren presentes en la asamblea o que se abstengan de votar no serán considerados al calcular la mayoría requerida. Como consecuencia del mecanismo por el cual se calcula la

mayoría, en caso de restructuración de la deuda de la Sociedad, la capacidad de negociación de los obligacionistas podrá verse reducido en comparación al de otros acreedores.

Las sentencias de tribunales argentinos para hacer valer obligaciones denominadas en moneda extranjera podrían ordenar el pago en Pesos.

Si se interpusiera una acción ante los tribunales de Argentina con el fin de hacer valer las obligaciones de la Sociedad bajo las Obligaciones Negociables, dichas obligaciones podrían ser pagaderas en Pesos en un monto igual al monto de Pesos requerido para liquidar la obligación denominada en moneda extranjera bajo los términos acordados y sujeto a la ley aplicable o, alternativamente, en base al tipo de cambio del peso argentino frente al dólar estadounidense vigente al momento del pago. No es posible garantizar que dichos tipos de cambio brindarán a los inversores una compensación total del monto invertido en las Obligaciones Negociables más los intereses devengados.

Los futuros controles y restricciones cambiarias a las transferencias al exterior podrían afectar la capacidad de los inversores de recibir pagos respecto de las Obligaciones Negociables o de repatriar la inversión en las Obligaciones Negociables.

En 2001 y 2002, Argentina impuso controles cambiarios y restricciones a la transferencia de divisas, que limitaron sensiblemente la capacidad de las empresas de conservar moneda extranjera o realizar pagos al exterior. Asimismo, se emitieron nuevas reglamentaciones durante el último trimestre de 2011, que restringieron en gran medida el acceso al mercado cambiario por parte de personas físicas y entidades del sector privado. Más recientemente, desde diciembre de 2015, el nuevo gobierno ha levantado muchas de las restricciones cambiarias impuestas en 2011. En agosto de 2016, el Banco Central dictó nuevas reglamentaciones que derogaron la mayoría de las restricciones para la compra de divisas y el ingreso y egreso de fondos de Argentina.

Argentina puede imponer nuevos controles cambiarios y restricciones a las transferencias más estrictas en el futuro, entre otras cosas, en respuesta a fugas de capitales o a una depreciación significativa del peso. En ese caso, la capacidad de la Sociedad de realizar pagos al exterior podría verse afectada, y por ende la capacidad de los inversores de recibir pagos respecto de las Obligaciones Negociables podría verse afectada.

La información disponible al público sobre sociedades que cotizan en bolsa en Argentina es generalmente menos detallada y no se actualiza con tanta frecuencia como la información publicada regularmente por o sobre sociedades que cotizan en bolsa en Estados Unidos.

La información disponible al público sobre emisoras de títulos listados en el BYMA, como es el caso de la Sociedad, brinda menos detalles en ciertos aspectos que la información publicada regularmente por o sobre sociedades que cotizan en bolsa en Estados Unidos y ciertos otros países. Asimismo, las reglamentaciones que rigen el mercado de valores de Argentina no son tan exhaustivas como las vigentes en Estados Unidos u otros de los principales mercados del mundo. Por ende, podría haber menos información disponible al público sobre sociedades argentinas que la publicada regularmente por o sobre sociedades en Estados Unidos y ciertos otros países.

POLÍTICAS DE LA EMISORA

a) Políticas de inversiones, de financiamiento y ambientales

Nuestra estrategia de negocios

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

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

Enfoque en el desarrollo de nuestro acreage en Vaca Muerta. Al ser la única formación de shale de gran escala desarrollada comercialmente fuera de Norteamérica, Vaca Muerta ha atraído inversiones significativas por parte de empresas internacionales tales como Chevron, Shell, ExxonMobil, Total, Equinor, Petronas, Schlumberger, Dow, BP y CNOOC. Para nuestro acreage en Vaca Muerta, hemos definido un plan de desarrollo con foco en el crecimiento que incluye la perforación de aproximadamente 130 pozos horizontales en el bloque Bajada del Palo Oeste hasta 2022. Nuestro primer pad de cuatro pozos fue completado a finales de febrero de 2019 y llevó la producción de shale en Bajada del Palo Oeste de cero a un pico de 6.500 boe/d a mediados de abril, impulsada por el sólido rendimiento individual de cada pozo. La implementación del modelo de contratación de One Team Contracts (según dicho término se define más adelante), que alinea los intereses de los principales contratistas y de Vista detrás de los mismos objetivos, compartiendo métricas de desempeño y compensación, junto con la implementación de mejores prácticas en términos de logística, nos permitió lograr resultados de ejecución sobresalientes cuando se comparan con los de otros operadores de la cuenca. Creemos que este pad representa un evento fundacional para nosotros, destacando la pericia técnica de Vista, su foco en la eficiencia, la calidad de la infraestructura y su calidad de clase mundial como operador. A su vez, hemos terminado de perforar y completar nuestro segundo pad de 4 pozos en Bajada del Palo Oeste el cual ya fue conectado. Nuestro plan de desarrollo completo para el bloque Bajada del Palo Oeste, para el que se obtuvo una concesión de explotación no convencional por 35 años, incluye la perforación de más de 400 pozos horizontales con una longitud lateral de entre 2.500 metros y 3.000 metros utilizando tres equipos de perforación móviles (*walking rigs*). Además, hemos solicitado una concesión de explotación no convencional por 35 años en el bloque Águila Mora, misma que esperamos obtener durante julio de 2019 y donde esperamos comenzar a perforar en 2020. Más aún, en el bloque Bajada del Palo Este, para el que también obtuvimos una concesión de explotación no convencional, nos hemos comprometido con la Provincia del Neuquén a perforar y terminar cinco pozos horizontales para finales de 2021 que contribuirán a definir el plan de desarrollo completo del bloque.

Una posición de liderazgo como operador. Aspiramos a convertirnos en un operador líder en la formación no convencional Vaca Muerta consiguiendo los niveles de costos de desarrollo y operación más bajos, logrando el máximo valor para nuestros accionistas, alcanzando el máximo retorno de nuestra producción convencional mediante la continua reducción de nuestros costos operativos, y al sostener nuestros niveles de producción con recuperación primaria, secundaria y terciaria de forma rentable. Creemos que la experiencia y el conocimiento del equipo de administración del Grupo y nuestro equipo de profesionales especializado en Vaca Muerta mejorarán nuestra habilidad de reducir nuestros costos de desarrollo y operación a mayor velocidad que otras empresas que operan en esta formación. Hemos implementado un novedoso modelo de servicios en campo que nos permite maximizar la eficiencia y mejorar la rentabilidad, y tenemos la intención de seguir introduciendo innovaciones en nuestro modelo operativo. En Coirón Amargo Sur Oeste, nuestro primer pozo horizontal, CASO x-1, se encuentra en producción desde marzo de 2018. Perforado por nuestro socio, Shell, el pozo ha alcanzado una tasa IP30 de 902 bbl/d. A su vez, tres pozos adicionales en la concesión fueron completados en marzo del 2019 y comenzaron a operar en abril de 2019.

Como operadores, hemos terminado de perforar y completar nuestros primeros dos pads de 4 pozos en Bajada del Palo Oeste, aterrizados en la formación Vaca Muerta. El primer pad de 4 pozos fue conectado en febrero de 2019 y el segundo, el cual terminamos de perforar y completar en julio de 2019, también fue conectado y puesto en producción. En cada uno de estos pads de 4 pozos, aterrizamos dos pozos en el horizonte de navegación de La Cocina y dos en Orgánico, con una longitud promedio horizontal de la rama lateral de aproximadamente 8.366 pies horizontales (2.550 metros) en el primer pad y 6.946 pies horizontales (2.117 metros) en el segundo. Completamos cada pad con 10 clústers por etapa de fractura y 34 y 36 etapas de fractura promedio por pozo en el primer y segundo pad, respectivamente, con un espacio de fractura de 246 pies (75 metros) en el

primer pad y 197 pies (60 metros) en el segundo. Durante la perforación y completación de nuestro segundo pad, logramos mejorar nuestra eficiencia de perforación aumentando nuestra velocidad de perforación a un promedio de 726 pies diarios, con respecto a un promedio de 477 pies diarios en nuestro primer pad. Adicionalmente, también mejoramos nuestra eficiencia de completación al aumentar nuestras etapas promedio de fracturas diarias a 7,6 con respecto a las 5,0 en nuestro primer pad, lo que representa un incremento del 52%. Como resultado, el costo de perforación y completación promedio por pozo se redujo de US\$13,8 millones a US\$12,6 millones, resultando en ahorros de aproximadamente 8,7%, los cuales fueron impulsados principalmente por la reducción en los costos por fractura desde US\$0,22 millones en el primer pad, a US\$0,20 millones en el segundo pad. Nuestro plan sigue un enfoque de desarrollo en cubos que se centra en maximizar la productividad de los pozos. Creemos que nuestro desempeño en la perforación y completación en nuestros dos primeros pads remarca nuestra capacidad como un operador de primera categoría.

Desde nuestro primer día de operaciones, hemos adoptado un enfoque sostenible para desarrollar nuestro acreage en Vaca Muerta, lo cual involucra soluciones a largo plazo que son clave para minimizar el costo de desarrollo y el impacto de nuestra operación en el medio ambiente. Instalamos 22 kilómetros de manguera flexible para transferir agua dulce de riego a nuestros tanques de agua temporales, y usamos cajas para transportar y almacenar el 100% del apuntalante en la locación, lo cual garantizó el suministro de agua y apuntalante durante la terminación de nuestro primer y segundo pad, lo que hubiera resultado en un mayor costo de completación. Esto nos evitó el uso de aproximadamente 7.500 viajes en camiones por pad. El uso de cajas de arena proporciona una operación más eficiente en costos y un ambiente más seguro para nuestro personal a través de una reducción significativa de polvillo de arena en el aire. También diseñamos nuestra primera planta de producción temprana con el fin de evitar la quema de gases y el transporte de líquidos por camiones.

Conservar nuestra flexibilidad financiera. Tenemos la intención de mantener un balance sólido, con bajo nivel de apalancamiento, mediante la generación de sólido flujo de caja de efectivo con bajo riesgo tanto de nuestros activos convencionales como de los no convencionales. Buscamos desarrollar nuestra extensión de acreage en Vaca Muerta a un ritmo que nos permita mantener una sana posición financiera. Al 31 de marzo de 2019, el Grupo a nivel consolidado acumuló en los últimos 12 meses, un flujo de caja generado por las actividades operativas de US\$150,3 millones de flujo y un flujo de caja acumulado por las actividades de inversión de US\$209 millones. La deuda financiera era de US\$335 millones, el saldo de efectivo y equivalentes de US\$88 millones, lo que representaba un indicador de apalancamiento bruto de 1.8x y un indicador de apalancamiento neto de 1.3x.

Búsqueda de oportunidades de crecimiento rentables. Creemos podrían existir oportunidades para adquirir activos que nos permitan crecer en el sector de exploración y producción en el país, el cual es rico en recursos. El Equipo de Administración del Grupo tiene experiencia operativa y directiva relevante en Argentina y en toda América Latina y posee todas las aptitudes necesarias para identificar atractivas oportunidades de crecimiento para Vista Argentina.

Salud, seguridad y temas ambientales

General

Vista Argentina y sus actividades están sujetas a diversas leyes y reglamentos federales, estatales, provinciales, locales e internacionales en materia de salud, seguridad y medio ambiente, las cuales se refieren a cuestiones tales como la emisión y descarga de contaminantes en el suelo, aire o agua; la generación, almacenamiento, manejo, uso y transporte de materiales regulados; y la salud y seguridad humanas. Estas leyes pueden exigir, entre otras cosas:

- que se obtengan diversos permisos u otras autorizaciones, o que se preparen evaluaciones, estudios o planes ambientales (tales como la clausura de pozos) antes de dar inicio a las actividades sísmicas o de perforación;
- que se suspendan todas o algunas de las operaciones o se clausuren la totalidad o parte de las instalaciones respecto de las que haya determinado que existe un incumplimiento con los permisos aplicables;
- que se limiten los tipos, cantidades y concentraciones de las sustancias que pueden liberarse al medio ambiente en relación con la perforación, producción y transporte de petróleo y gas;
- que se establezcan y mantengan fianzas, reservas u otros compromisos con motivo de la clausura y el abandono de pozos; y

- que se adopten medidas de remediación para mitigar o remediar la contaminación ambiental causada por nuestras operaciones bajo pena, en caso contrario, de hacernos acreedores a sanciones significativas.

El plan de gestión de la salud, seguridad y medio ambiente de Vista Argentina está enfocado en la implementación de programas realistas y prácticos basados en las prácticas reconocidas a nivel global. Vista Argentina pone énfasis en el desarrollo de principios claves y la asunción de responsabilidad por parte de Vista Argentina, para posteriormente ampliar sus programas a nivel interno a medida que seguimos creciendo. El programa de Vista Argentina ha sido desarrollado para considerar no sólo las actividades en las que está involucrado sino también las actividades que involucran a sus contratistas.

Política ambiental

Vista Argentina cree que con el debido nivel de cuidado, comprensión y gestión, es posible producir petróleo y gas en forma responsable para con el medio ambiente. Como parte de nuestro Programa de Salud, Seguridad y Medio Ambiente (“PSMA”), Vista Argentina cuenta con un equipo que se dedica exclusivamente a obtener las autorizaciones y permisos ambientales necesarios para los proyectos que desarrollamos. Este equipo también es responsable de cerciorarse del cumplimiento de los estándares ambientales establecidos por su consejo de administración, así como de proporcionar capacitación y apoyo a su personal. En estas actividades Vista Argentina cuenta con el apoyo de firmas de consultoría ambiental para la industria del petróleo y gas que cuentan con amplia experiencia en la materia. Los directivos relevantes de Vista Argentina también han recibido capacitación en materia de gestión ambiental.

No obstante lo anterior, el cambio climático plantea nuevos retos y oportunidades para nuestro negocio. Una regulación ambiental más estricta puede resultar en la imposición de costos asociados con las emisiones de GEI, ya sea a través de los requisitos de los organismos ambientales relacionados con las iniciativas de mitigación o a través de otras medidas regulatorias como la imposición de impuestos sobre las emisiones de gases de efecto invernadero y la creación en el mercado de limitaciones sobre las emisiones de gases de efecto invernadero que tienen el potencial de aumentar nuestros costos de operación.

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

Política de salud y seguridad

La implementación de procedimientos adicionales de seguridad en las operaciones de Vista Argentina con el objeto de ser consistentes con el PSMA de Vista —incluyendo capacitación, permisos de trabajo, auditorías internas, simulacros, reuniones de seguridad en los sitios, análisis de la seguridad en el trabajo y evaluación de riesgos—, ha conducido a la disminución del número de incidentes de seguridad en los que se ve involucrado el personal de Vista Argentina. Al 31 de diciembre de 2018, en el período de 12 meses, el Índice Total de Incidentes Registrables (“ITIR”) de Vista Argentina había mejorado en un 52,7% en comparación con el historial del operador, ubicándose en 3,93 (con base en 2.802.044 horas de trabajo) comparado con 6 al 31 de diciembre de 2017. El ITIR por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018, correspondiente a nuestras operaciones, fue de 3,24. En 2017 y durante el año finalizado el 31 de diciembre de 2018 Vista Argentina no registró ningún fallecimiento debido a accidentes de trabajo de empleados de Vista Argentina.

b) Políticas de dividendos y agentes pagadores

Política de dividendos

De acuerdo con la Ley General de Sociedades, la declaración y pago de dividendos anuales, en la medida en que la distribución de utilidades cumpla con los requisitos de la Ley General de Sociedades, serán determinados por los accionistas en la asamblea anual ordinaria de accionistas.

INFORMACIÓN SOBRE DIRECTORES, GERENCIA, ASESORES Y MIEMBROS DEL ÓRGANO DE FISCALIZACIÓN

a) Directores y Gerencia:

Directorio

De acuerdo con el Estatuto Social, el directorio de la Sociedad estará compuesto por un mínimo de tres (3) y máximo de quince (15) directores titulares (pudiendo la asamblea designar la misma cantidad o menor número de directores suplentes) que serán elegidos por la asamblea de accionistas de la Sociedad. Los directores son designados por los accionistas por un plazo de tres (3) años, pero mantendrán sus cargos hasta que se designen nuevos directores en la siguiente asamblea de accionistas. Actualmente, el Directorio de la Sociedad se encuentra integrado actualmente por tres (3) directores titulares y un (1) director suplente. Los miembros del directorio de la Sociedad fueron designados por la asamblea de accionistas celebrada el 19 de mayo de 2017, y sus respectivos mandatos vencen el 19 de mayo de 2020.

El directorio de la Sociedad debe reunirse al menos una vez cada tres meses o mediante solicitud de cualquier director en ejercicio o de la comisión fiscalizadora de la Sociedad. El quórum para celebrar una reunión del directorio requiere la presencia de la mayoría de sus miembros, y las resoluciones del directorio deberán ser adoptadas por una mayoría de directores presentes.

De conformidad con el Artículo 59 de la Ley General de Sociedades, los directores tienen la obligación de obrar con la lealtad y con la diligencia de un buen hombre de negocios. Los directores responden ilimitada y solidariamente hacia la sociedad, los accionistas y terceros por el mal desempeño de su cargo, la violación de la ley, el estatuto o el reglamento de la sociedad, si lo hubiere, y por cualquier otro daño a terceros causado por dolo, abuso de facultades o culpa grave, conforme lo establece el artículo 274 de la Ley General de Sociedades.

Un director no será responsable por las decisiones adoptadas en una reunión del directorio en tanto el mismo declare su oposición por escrito e informe a la comisión fiscalizadora antes de que se entable un reclamo. La gestión de un director aprobada por los accionistas de la sociedad libera al director de cualquier responsabilidad por tal gestión, a menos que los accionistas que representen al menos el 5% del capital social objeten dicha aprobación, o que la decisión de aprobar la gestión hubiera sido adoptada en violación de las leyes aplicables o del estatuto de la sociedad. La Sociedad tiene derecho a entablar acciones judiciales contra un director si una mayoría de los accionistas de la sociedad, reunidos en asamblea, solicita tal medida.

De conformidad con la Ley General de Sociedades, el directorio de la Sociedad está a cargo de la administración de la sociedad y, por lo tanto, adopta todas las decisiones administrativas, así como también aquellas decisiones expresamente previstas en la Ley General de Sociedades, el estatuto de la Sociedad y demás reglamentaciones aplicables. Asimismo, el directorio de la Sociedad es generalmente responsable de la ejecución de las resoluciones adoptadas en las asambleas de accionistas y del cumplimiento de cualquier tarea en particular que los accionistas le hubieran delegado expresamente. De conformidad con la Ley General de Sociedades, los deberes y las responsabilidades de un director suplente, cuando actúe en reemplazo de un director titular, ya sea en forma transitoria o permanente, son los mismos que los que se analizaron precedentemente para el caso de directores titulares, y no tendrán otros deberes o responsabilidades en su calidad de directores suplentes.

A continuación, se detallan los directores titulares y suplentes de la Sociedad a la fecha del presente Prospecto:

<u>Nombre</u>	<u>Cargo</u>	<u>CUIT/CUIL</u>	<u>Director desde</u>	<u>Director hasta</u>
Gastón Remy	Director Titular y Presidente	20-23196793-2	04/04/2018	04/04/2021
Pablo Manuel Vera Pinto	Director Titular y Vicepresidente	20-26133797-6	04/04/2018	04/04/2021
Alejandro Cherniacov	Director Titular	20-29191978-3	04/04/2018	04/04/2021
Juan María Garoby	Director Suplente	20-21486968-4	04/04/2018	04/04/2021

Directores Titulares:

Gastón Remy. El Sr. Gastón Remy es titular del DNI 23.196.793 y del CUIT 20-23196793-2, con domicilio especial en Calle Libertador 101, Piso 12, Vicente Lopez, Provincia de Buenos Aires. El Sr. Remy es director de la Sociedad desde y presidente del directorio desde el 4 de abril de 2018. El Sr. Remy es abogado egresado de la Universidad de Buenos Aires y tiene un LLM por la Universidad de Columbia, Nueva York. El Sr. Remy fue presidente de Dow Argentina y de la región sur de América Latina (Argentina, Bolivia, Chile, Paraguay y Uruguay) desde principios de 2014 hasta su partida en marzo de 2018. Se incorporó a Dow en 2002 como Gerente

de Asuntos Legales y en 2015 se trasladó a Buenos Aires como Director de Asuntos Legales para la región sur de América Latina. En 2006 también dirigió los asuntos Públicos y Relaciones gubernamentales en la misma área. Dos años más tarde se trasladó a Midland, donde fue Director de proyectos globales, fusiones y adquisiciones en el departamento Legal. Luego, en 2011, se trasladó a Sao Paulo como Director Jurídico para América Latina, antes de regresar a Argentina en 2014. El Sr. Remy es Vicepresidente 1° del Instituto para el Desarrollo Empresarial de la Argentina (IDEA) y fue Presidente del 53° Coloquio Anual en 2017.

Pablo Manuel Vera Pinto. El Sr. Vera Pinto es titular del DNI 26.133.797 y del CUIT 20-26133797-6, con domicilio especial en Calle Libertador 101, Piso 12, Vicente Lopez, Provincia de Buenos Aires. El Sr Vera Pinto es director de la Sociedad desde el 4 de abril de 2018. El señor Vera Pinto ocupó el cargo de Director de Desarrollo de Negocios en YPF Argentina durante el periodo de Octubre 2012 hasta Febrero de 2017, previamente se desempeñó como Director de Transformación en YPF de Mayo 2012 hasta Septiembre 2012 y fue miembro de los consejos de administración de la compañía de fertilizantes 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 Panamerican Energy) y de la compañía distribuidora de gas Metrogas S.A. (controlada por YPF, y adquirida de British Gas en 2012). Previamente, el señor Vera Pinto trabajó con 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 MBA de INSEAD en Fointainebleau, Francia.

Alejandro Cherñacov. El Sr. Cherñacov es titular del DNI 29.191.978 y del CUIT 20-29191978-3, con domicilio especial en Calle Libertador 101, Piso 12, Vicente Lopez, Provincia de Buenos Aires. El Sr Cherñacov es director de la Sociedad desde el 4 de abril de 2018. El Sr. Cherñacov es licenciado en Economía egresado 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. 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 Inversores de YPF donde tuvo bajo sus responsabilidades el reposicionamiento de la compañía en los mercados de capitales locales e internacionales. Previamente, tuvo varias posiciones dentro de la Vicepresidencia de Exploración y Producción, donde su último rol fue el de estar a cargo de la gestión del portafolio de proyectos Upstream de Argentina, Brasil y Bolivia.

Directores Suplentes:

Juan María Garoby. El Sr. Garoby es titular del DNI 21.486.968 y del CUIT 20-21486968-4, con domicilio especial en Calle Libertador 101, Piso 12, Vicente Lopez, Provincia de Buenos Aires. El Sr Garoby es director de la Sociedad desde el 4 de abril de 2018. El Sr. Garoby es Ingeniero Petrolero egresado Instituto Tecnológico de Buenos Aires en Argentina. 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 del área 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 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 Brasil y de Baker Hughes Centrilift Ecuador & Perú, entre otros cargos.

Gerencia de Primera Línea

La gerencia de primera línea de la Sociedad tiene a su cargo la implementación y ejecución de los objetivos globales a corto plazo y estratégicos de la Sociedad y reporta al director ejecutivo de la Sociedad. El siguiente cuadro brinda información sobre los gerentes de primera línea de la Sociedad a la fecha del presente Prospecto.

Nombre	Cargo	Edad	Fecha de designación
Gastón Remy	Director General	46	04/04/2018
Pablo Vera Pinto	Director Financiero	41	04/04/2018
Alejandro Cherñacov	Director de Relaciones con Inversores	37	04/04/2018
Juan María Garoby	Director de Operaciones	48	04/04/2018

Comisión Fiscalizadora

La Ley General de Sociedades y la Ley de Mercado de Capitales de Argentina exigen que toda sociedad que haga una oferta pública en la Argentina, como es el caso de la Sociedad, tenga una comisión fiscalizadora. El estatuto de la Sociedad establece que la comisión fiscalizadora esté compuesta por tres (3) síndicos titulares y tres (3) síndicos suplentes que ejercen por tres (3) ejercicios fiscales. En virtud de la Ley General de Sociedades, solo los abogados y contadores que puedan ejercer en Argentina o sociedades civiles compuestas por dichas personas pueden desempeñarse como síndicos en una sociedad anónima argentina.

Las principales responsabilidades de la comisión fiscalizadora de la Sociedad son fiscalizar el cumplimiento por parte de la Sociedad de la Ley General de Sociedades, el estatuto, las normas, si las hubiere, y las resoluciones de los accionistas, y realizar otras funciones que incluyen, entre otras: (i) supervisar e inspeccionar los libros y registros corporativos cuando se estime necesario, pero al menos trimestralmente; (ii) asistir a las reuniones de directores y asambleas de accionistas; (iii) elaborar un informe anual relativo a la situación económica de la Sociedad y someterlo a consideración de los accionistas en la asamblea anual ordinaria; (iv) convocar una asamblea extraordinaria de accionistas cuando se estime necesario, por iniciativa propia o por solicitud de los accionistas, o una asamblea ordinaria cuando el directorio de la Sociedad no la convoque; (v) supervisar y controlar el cumplimiento por la Sociedad de las leyes y normas, el estatuto y las resoluciones de los accionistas; y (vi) examinar los reclamos por escrito de los accionistas que representen al menos el 2% del capital social.

En el ejercicio de dichas funciones, la comisión fiscalizadora no controla las operaciones de la Sociedad ni evalúa los méritos de las decisiones tomadas por los directores. Los deberes y responsabilidades de un síndico suplente, cuando actúe en reemplazo de un síndico titular, ya sea de manera transitoria o permanente, son los mismos que los analizados precedentemente para el caso de los síndicos titulares. Los síndicos suplentes no tienen otros deberes y responsabilidades.

El siguiente cuadro brinda información sobre los miembros de la comisión fiscalizadora de la Sociedad a la fecha del presente Prospecto, quienes fueron designados por la asamblea de accionistas celebrada el 4 de abril de 2018, y cuyos mandatos vencen el 4 de abril de 2021. Sin embargo, los miembros de la comisión fiscalizadora continuarán en su cargo hasta que se designen nuevos miembros.

Nombre	Cargo	Miembro desde	Miembro hasta
Roberto Guillermo Argañaraz Porcel	Miembro Titular	04/04/2018	04/04/2021
Marcelo Alejandro Dulman	Miembro Titular	04/04/2018	04/04/2021
Leonardo Alejandro Castillo	Miembro Titular	04/04/2018	04/04/2021
Alfredo Alejandro Nicotera	Miembro Suplente	04/04/2018	04/04/2021
Marisol Rocio García	Miembro Suplente	04/04/2018	04/04/2021
Nadia Vanesa Pahor	Miembro Suplente	04/04/2018	04/04/2021

Todos los miembros de la Comisión Fiscalizadora son independientes en virtud de las disposiciones de las Normas de la CNV, Resoluciones Técnicas emitidas por la Federación Argentina de Consejos Profesionales de Ciencias Económicas.

A continuación, se presenta una breve descripción biográfica de los miembros titulares y suplentes de la Comisión Fiscalizadora:

Miembros Titulares:

Roberto Guillermo Argañaraz Porcel. El Sr. Argañaraz Porcel es titular del DNI 17.826.311 y del CUIT 20-17826311-1, con domicilio especial en calle Libertad 850, Piso 2 “B”, Ciudad Autónoma de Buenos Aires. Miembro de la comisión fiscalizadora desde el 4 de abril de 2018. El Sr. Argañaraz Porcel es Contador Público egresado de la Universidad de Buenos Aires.

Marcelo Alejandro Dulman. El Sr. Dulman es titular del DNI 16.895.754 y del CUIT 20-16895754-9, con domicilio especial en calle Libertad 850, Piso 2 “B”, Ciudad Autónoma de Buenos Aires. Miembro de la comisión fiscalizadora desde el 4 de abril de 2018. El Sr. Dulman es Contador Público egresado de la Universidad Kennedy.

Leonardo Alejandro Castillo. El Sr. Castillo es titular del DNI 18.411.736 y del CUIT 20-18411736-4, con domicilio especial en calle Libertad 850, Piso 2 “B”, Ciudad Autónoma de Buenos Aires. Miembro de la comisión

fiscalizadora desde el 4 de abril de 2018. El Sr. Castillo es Contador Público egresado de la Universidad de Buenos Aires.

Miembros Suplentes:

Alfredo Alejandro Nicotera. El Sr. Nicotera es titular del DNI 23.532.389 y del CUIT 20-23532389-4, con domicilio especial en calle Libertad 850, Piso 2 “B”, Ciudad Autónoma de Buenos Aires. Miembro de la comisión fiscalizadora desde 4 de abril de 2018. El Sr. Nicotera es Contador Público.

Marisol Rocio García. La Srta. García es titular del DNI 31.446.582 y del CUIT 27-31446582-8, con domicilio especial en calle Libertad 850, Piso 2 “B”, Ciudad Autónoma de Buenos Aires. Miembro de la comisión fiscalizadora desde el 4 de abril de 2018. La Srta. García es Contadora Publica egresada de la Universidad de Buenos Aires.

Nadia Vanesa Pahor. La Sra. Pahor es titular del DNI 30.449.485 y del CUIT 27-30449485-4, con domicilio especial en calle Libertad 850, Piso 2 “B”, Ciudad Autónoma de Buenos Aires. Miembro de la comisión fiscalizadora desde el 4 de abril de 2018. La Sra. Pahor es Contadora Publica egresada de la Universidad de Buenos Aires.

Asesores

La validez de las Obligaciones Negociables y ciertas cuestiones legales en relación con la ley de Argentina serán objeto de dictamen por parte de Bruchou, Fernández Madero & Lombardi, asesores legales de la Sociedad en Argentina.

Auditores

Los estados financieros de la Sociedad por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018, que se incluyen en este Prospecto, fueron auditados por Pistrelli, Henry Martin y Asociados S.R.L., firma miembro de Ernst & Young Global, los auditores externos de la Sociedad, conforme consta en su informe que aquí se adjunta.

b) Remuneración

La Ley General de Sociedades de Argentina establece que la remuneración de todos los directores (incluidos aquellos directores que también son miembros de la gerencia de primera línea) en un ejercicio no puede superar el 5% de la ganancia neta de dicho ejercicio, si la sociedad no paga dividendos respecto de dicha ganancia neta. La Ley General de Sociedades de Argentina incrementa el límite anual de la remuneración de los directores hasta un 25% de la ganancia neta si se distribuye como dividendos la totalidad de la ganancia neta de dicho ejercicio. No obstante, la Ley General de Sociedades de Argentina establece que el Estatuto de la Sociedad puede disponer otros límites específicos a la remuneración de los directores, siempre respetando los límites legales mencionados anteriormente. El porcentaje disminuye proporcionalmente en base a la relación entre la ganancia neta y los dividendos distribuidos. La Ley General de Sociedades también establece que la asamblea de accionistas puede aprobar que la remuneración de los directores supere los límites dispuestos por la Ley General de Sociedades en caso de que la sociedad no disponga de ganancia neta o ésta sea baja, si los directores pertinentes desempeñaron compromisos o funciones técnico-administrativas especiales durante dicho ejercicio. La remuneración de todos los directores y de los miembros de la comisión fiscalizadora requiere la aprobación de los accionistas en asamblea.

El monto total de remuneración aprobado por la Asamblea oportunamente celebrada a efectos de considerar el ejercicio finalizado el 31 de diciembre 2017, a favor de todos los miembros de la Comisión Fiscalizadora fue \$585.000; en dicha Asamblea, los directores de la Sociedad renunciaron a percibir honorarios por el desempeño de sus cargos para dicho ejercicio.

El monto total de remuneración aprobado por la Asamblea oportunamente celebrada a efectos de considerar el ejercicio finalizado el 31 de diciembre 2018, a favor de todos los miembros de la Comisión Fiscalizadora fue \$1.992.000; mientras que el monto total asignado a honorarios de Directorio por dicho ejercicio fue \$29.745.855,34.

La Sociedad no celebró ningún otro acuerdo que establezca beneficios o remuneración alguna a favor de cualquiera de los directores o miembros de la comisión fiscalizadora luego del vencimiento de sus mandatos o en caso de jubilación.

c) Información sobre participaciones accionarias

Los directores, síndicos y gerentes de primera línea no son tenedores de acciones de la Compañía. Asimismo, no existen convenios con empleados de la Compañía sobre participaciones en el capital.

d) Empleados

Al 31 de marzo de 2019 Vista Argentina tenía 231 empleados.

La siguiente tabla muestra el número de empleados de Vista Argentina durante los periodos indicados:

	Al 31 de marzo de 2019	Al 31 de diciembre de 2018	Al 31 de diciembre de 2017
Vista Argentina	231	204	97

Al 31 de diciembre de 2017 y 2018 y al 31 de marzo de 2019, aproximadamente el 21%, el 20% y el 17% de nuestros empleados en Argentina, respectivamente, estaban representados por un sindicato y estaban amparados por un contrato colectivo de trabajo entre dicho sindicato y nuestras subsidiarias.

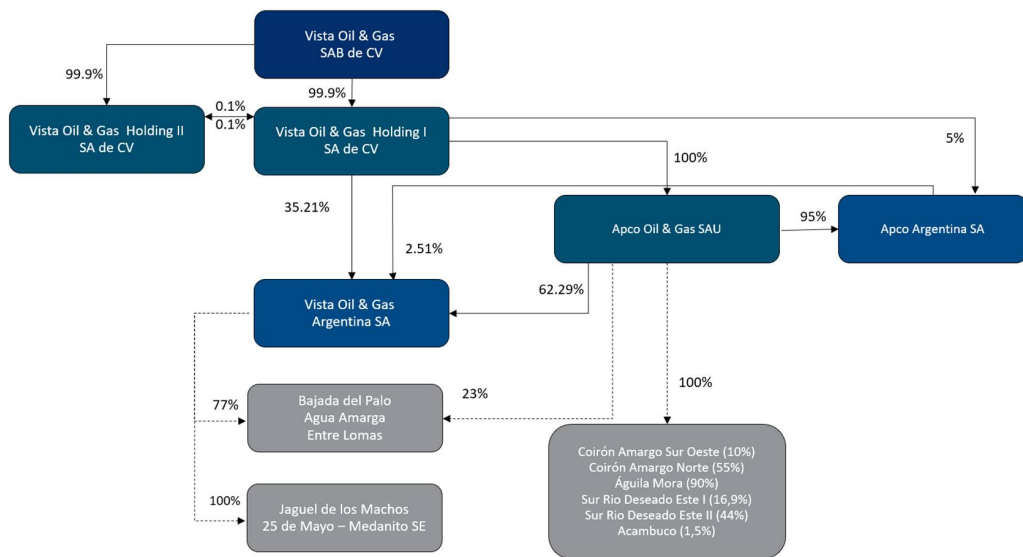
Desde 2017 Vista Argentina no ha experimentado ningún problema o trastorno laboral significativo y sus relaciones con los sindicatos son estables. Sin embargo, no podemos garantizar que en el futuro Vista Argentina no tendrá conflictos con sus empleados, incluyendo con sus trabajadores sindicalizados durante las negociaciones de sus contratos colectivos de trabajo, mismos que podrían desembocar en huelgas u otros trastornos que podrían tener un impacto negativo en las operaciones de Vista Argentina. Para mayor información acerca de los riesgos relacionados con los conflictos laborales, véase la Sección “*Factores de Riesgo - Riesgos relacionados con la Sociedad* - ”.

Además, al 31 de marzo de 2019 Vista Argentina tenía aproximadamente 2.000 empleados subcontratados disponibles para proveer servicios en nuestras operaciones, de los cuales aproximadamente 650 se dedican a la operación de sus concesiones en el día a día, principalmente de grandes proveedores internacionales de servicios. Aunque Vista Argentina cuenta con políticas relativas al cumplimiento de sus obligaciones laborales y de seguridad social para con sus contratistas, no puede garantizar que los empleados de estos últimos no interpondrán acciones legales en su contra con miras a obtener el pago de indemnizaciones debido a que existe una serie de precedentes judiciales argentinos en materia laboral que establecieron que el beneficiario final de los servicios de los empleados es responsable solidario, junto con el contratista que es el empleador formal del empleado. Ver “*Factores de Riesgo - Riesgos Relacionados con la Sociedad - Nos enfrentamos a riesgos relacionados con ciertos procedimientos legales*”.

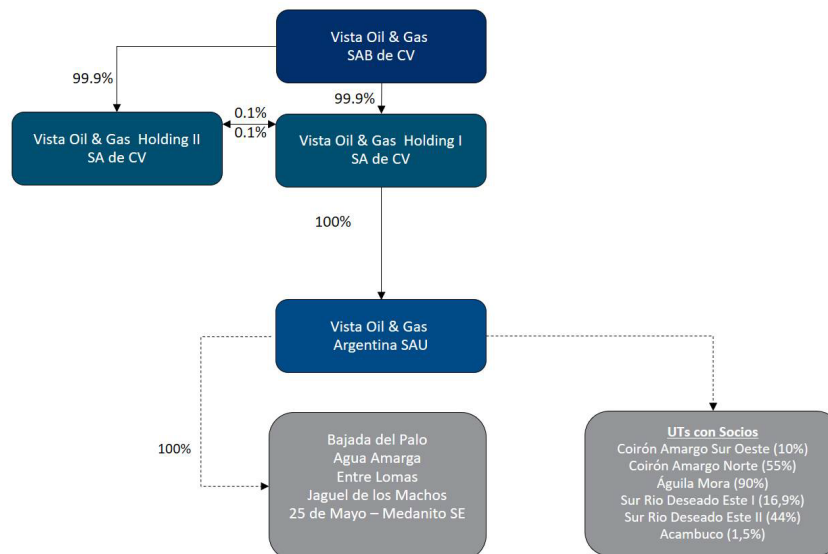
ESTRUCTURA DEL EMISOR, ACCIONISTAS Y TRANSACCIONES CON PARTES RELACIONADAS

a) Estructura del Emisor

El siguiente diagrama muestra la estructura de la Sociedad previo a la Fusión y la participación de cada una de las afiliadas de la Sociedad en las diferentes concesiones de explotación:



El siguiente diagrama muestra la estructura de la Sociedad, ilustrando los efectos de la Fusión, y los porcentajes de participación en las diferentes concesiones de explotación y exploración en el país:



b) Accionistas principales

El siguiente cuadro muestra la composición del capital accionario de la Sociedad en virtud de la Fusión:

Accionista	Número de Acciones	Porcentaje total del Capital
Vista Oil & Gas Holding I S.A. de C.V.	89.048.756	100%
Total	89.048.756	100%

Vista Oil & Gas Holding I S.A. de C.V.

Vista Oil & Gas Holding I S.A. de C.V., constituida en la Ciudad de México con fecha 20 de diciembre de 2017, en virtud de la escritura 81.922 bajo Libro 2014 e inscrita en el Registro Público de Comercio de la Ciudad de México con fecha 8 de enero de 2018 bajo el número 201800001552 es una sociedad mexicana con oficinas en la Ciudad de México que fue constituida con el objeto de participar como socio, accionista o inversionista en todo tipo de negocios o sociedades mercantiles o civiles, asociaciones, fideicomisos y demás personas morales mexicanas o extranjeras, ya sea desde su constitución o mediante la adquisición de acciones, partes sociales u otras participaciones, comoquiera que les designe, así como para realizar todo tipo de actividades en el sector de energía, entre otras cosas. *Vista Oil & Gas Holding I S.A. de C.V. es controlada por Vista Oil & Gas S.A.B. de C.V.*

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

Vista Oil & Gas S.A.B. de C.V. es una compañía independiente de hidrocarburos dedicada principalmente a la exploración y producción (“E&P”) de petróleo y gas con operaciones en Argentina y México, que inició operaciones el 4 de abril de 2018.

La siguiente tabla muestra cierta información de los accionistas de Vista Oil & Gas S.A.B. de C.V., sociedad controlante de la Sociedad, que son beneficiarios finales de más del 5% de Acciones Serie A y Acciones Serie C de la misma a la fecha del presente Prospecto.

Accionistas	Acciones antes de la Oferta	
	Cantidad	% de la Serie
Acciones Serie A		
Vista Sponsor Holdings, L.P. (1)	13.365.568	17,60%
Abu Dhabi Investment Council	12.500.000	16,46%
Acciones Serie C		
Vista SH, L.L.C.	1	50,00%
Vista Sponsor Holdings, L.P.	1	50,00%

(1) Información al 10 de abril de 2019. Vista Sponsor Holdings, L.P. y Vista SH, L.L.C. son controladas por David Leuschen y Pierre Lapeyre, quienes son miembros ejecutivos de la administración de Riverstone Holdings L.L.C., una corporación de Delaware que opera en el sector energético.

(2) Información al 13 de febrero de 2019. Participación indirecta por medio de Kensington Investments, B.V., una filial del Consejo de Inversiones de Abu Dhabi, un fondo soberano del gobierno del Emirato de Abu Dhabi en los Emiratos Árabes Unidos.

A la fecha del presente prospecto, la porción variable del capital social de Vista Oil & Gas S.A.B. de C.V. en circulación estaba compuesto por 75.929.000 Acciones Serie A, registradas en el Registro Nacional de Valores Mexicano y listadas en la Bolsa Mexicana de Valores, S.A.B. de C.V.

Vista Oil & Gas S.A.B. de C.V. cuenta con un consejo de administración el cual es responsable de la administración de la sociedad. Está integrado por 6 miembros propietarios, de los cuales 4 son independientes. A continuación, se indican el nombre, la edad, el cargo y la descripción biográfica de cada uno de los consejeros actuales de Vista Oil & Gas S.A.B. de C.V.

Integración del consejo de Administración					
Nombre	Cargo	Independencia	Edad	Expiración del Periodo por el cual fueron electos	Sexo
Miguel Galuccio	Presidente del Consejo	No	51	Sin fecha de expiración	Masculino
Kenneth Ryan	Consejero	No	46	Sin fecha de expiración	Masculino
Susan L. Segal	Consejera Independiente	Sí	66	Sin fecha de expiración	Femenino
Mauricio Doehner Cobian	Consejero Independiente	Sí	44	Sin fecha de expiración	Masculino
Pierre-Jean Sivignon	Consejero Independiente Provisional	Sí	62	Sin fecha de expiración	Masculino
Mark Bly	Consejero Independiente	Sí	59	Sin fecha de expiración	Masculino

Desde el 28 de julio de 2017, Miguel Galuccio es el Presidente del Consejo de Administración y Director General de Vista Oil & Gas S.A.B. de C.V. El señor Galuccio ocupó el cargo de presidente del consejo de administración y gerente general de YPF, la compañía petrolera más grande de Argentina, desde mayo de 2012 hasta abril de 2016, la cual, bajo su mandato, se convirtió en la mayor productora de hidrocarburos proveniente de formaciones *shale* a nivel mundial fuera de Norteamérica. Antes de unirse a YPF, el señor Galuccio fue empleado de Schlumberger y ocupó diversos puestos internacionales en Norteamérica, Medio Oriente, Asia, Europa, Latinoamérica, Rusia y China, el último siendo Presidente de Schlumberger Production Management. Otros puestos que ha ocupado el señor Galuccio en Schlumberger, son el de Presidente de Integrated Project Management, Director General para México y Centroamérica y Gerente de Reservorios en Tiempo Real (*Real Time Reservoir*). Previo a su empleo en Schlumberger, se desempeñó en diversos cargos ejecutivos en YPF y sus subsidiarias, incluyendo YPF International, donde participó en su proceso de internacionalización como Administrador de Maxus Energy. El señor Galuccio tiene un título universitario como Ingeniero en Petróleo otorgado por el Instituto Tecnológico de Buenos Aires en Argentina.

Asimismo, Vista Oil & Gas S.A.B. de C.V. cuenta con un Equipo de Administración integrado por los miembros que se indican a continuación:

Equipo de Administración				
Nombre	Cargo	Edad	Sexo	
Miguel Galuccio	Presidente y Director General	51	Masculino	
Pablo Manuel Vera Pinto	Director de Finanzas	41	Masculino	
Juan Garoby	Director de Operaciones	48	Masculino	
Alejandro Chernacov	Director de Planificación Estratégica y Relaciones con Inversionistas	37	Masculino	
Gastón Remy	Director General Vista Argentina	46	Masculino	

Vista Oil & Gas S.A.B. de C.V., es una compañía pública que cotiza en la Bolsa Mexicana de Valores, S.A.B. de C.V. y en la Bolsa de Valores de Nueva York (New York Stock Exchange). Para mayor información de la compañía, consulte las siguientes páginas: <http://www.vistaoilandgas.com/inversionistas/>; www.gob.mx/cnbv y www.bmv.com.mx.

c) Transacciones con partes relacionadas

En el curso ordinario negocios celebramos operaciones con los accionistas de Vista Argentina. Las operaciones con dichas partes relacionadas se han celebrado de forma consistente con operaciones ordinarias de negocios, en términos y condiciones de mercado y de conformidad con la legislación aplicable.

Acuerdo de Inversión en Midstream

Aleph Midstream

El crecimiento de la producción de petróleo y gas de la formación Vaca Muerta en Argentina, ha creado la necesidad de inversiones para captación, procesamiento y evacuación, como también necesidad potencial de depósitos y terminales de crudo, procesamiento de condensado y transporte de petróleo y gas.

Junto con Riverstone, una compañía con un exitoso historial en la creación de empresas de midstream independientes en América del Norte, y Southern Cross Group, una de las firmas de capital privado más grandes y con mayor trayectoria en América Latina, el grupo del que la sociedad es parte está creando Aleph Midstream, una compañía independiente que espera convertirse en un importante operador de midstream en la Cuenca Neuquina.

En virtud de ese acuerdo, Vista Oil & Gas Holding I S.A. de C.V., sociedad controlante de la Sociedad, tendría una participación indirecta del 21,6% en Aleph Midstream. La Sociedad escindirá ciertos activos a los fines de la creación de Aleph Midstream.

Además, esperamos celebrar un acuerdo con Aleph Midstream a condiciones de mercado, por la cual Vista comprometerá la producción de ciertos bloques dedicados ubicados en la Cuenca Neuquina (inicialmente Bajada del Palo Oeste, Entre Lomas, Charco del Palenque, Jarilla Quemada, Jaguel de los Machos y 25 de Mayo-Medanito) a Aleph Midstream, que será el proveedor exclusivo de ciertos servicios de midstream para la producción de esos bloques dedicados. Además, de conformidad con dicho acuerdo, Aleph Midstream tendrá la opción, a través del derecho de adquisición preferente, de brindar servicios de manera exclusiva a otros nuestros activos actuales o futuros en la cuenca Neuquina.

Se espera que el derecho de Aleph Midstream de ser o convertirse en el proveedor exclusivo de servicios de midstream para algunos de nuestros activos dure quince (15) años a partir de la fecha de vigencia del acuerdo. De conformidad con dicho acuerdo, esperamos comprometer y entregar un volumen mínimo de hidrocarburos a Aleph Midstream a una tarifa acordada, más los gastos operativos, mientras que los volúmenes adicionales se cobrarán a una tarifa spot acordada.

El acuerdo se encuentra sujeto a ciertas condiciones para su efectividad.

ANTECEDENTES FINANCIEROS

Presentación de Información Financiera y de otro tipo.

En este Prospecto, las referencias a “pesos” o “Ps.” corresponden a Pesos, y las referencias a “dólares” “dólares estadounidenses” o “US\$” corresponden a dólares estadounidenses.

Para ciertos otros términos definidos empleados en este Prospecto, véase “*Términos Técnicos y Regulatorios.*”

Estados financieros

Los estados contables anuales de la Sociedad han sido preparados de acuerdo con el marco de información contable prescripto por la Inspección General de Justicia (“IGJ”), que requiere aplicar las normas contables profesionales argentinas vigentes en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires (“CABA”), en cuanto no esté previsto de diferente forma en la ley, disposiciones reglamentarias o resoluciones de dicho organismo de control.

La expresión normas contables profesionales vigentes en CABA se refiere al marco de información contable compuesto por las Resoluciones Técnicas (“RT”) e Interpretaciones emitidas por la FACPCE y aprobadas por el Consejo Profesional de Ciencias Económicas de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires (“CPCECABA”). De las posibilidades que brinda ese marco contable es posible optar por:

(a) las Normas Internacionales de Información Financiera (“NIIF”) del Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad (IASB por su sigla en inglés), o la NIIF para Pequeñas y Medianas Entidades, incorporadas por la FACPCE a su normativa contable en la RT N° 26 y Circulares de adopción de las NIIF, o bien;

(b) las normas contables profesionales argentinas emitidas por la FACPCE y aprobadas por el CPCECABA, distintas a la RT N° 26.

La Sociedad preparó sus estados contables en Pesos al 31 de diciembre de 2018, 2017 y 2016 de acuerdo con el apartado b). Adicionalmente ha optado por preparar sus estados contables en Dólares Estadounidenses por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2018 y 2017 de acuerdo con el apartado a) anterior. En consecuencia, el prospecto no cuenta con información contable al 31 de diciembre de 2016 dado que la fecha de transición a NIIF fue el 1° de enero de 2017.

Este Prospecto contiene información de los estados financieros auditados de la Sociedad al 31 de diciembre de 2018 y 2017 (los “**Estados Financieros Anuales**”), así como los estados financieros intermedios de la Sociedad por el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2019 (los “**Estados contables Intermedios No Auditados**”), y conjuntamente con los Estados Financieros Anuales, los “**Estados Financieros**”) confeccionados de acuerdo con las NIIF emitidas por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad (“IASB” por sus siglas en inglés). Podrán solicitarse copias de los Estados Financieros Anuales en la sede administrativa de la Sociedad sita en Av. Libertador 101, Piso 12, Vicente López, Provincia de Buenos Aires, Argentina, en días hábiles en el horario de 10 a 18 hs.

Los Estados Financieros Anuales de la Sociedad al 31 de diciembre de 2018 han sido auditados por Pistrelli, Henry Martin y Asociados S.R.L., firma miembro de Ernst & Young Global, auditores externos de la Sociedad. Los Estados Financieros Intermedios de la Sociedad han sido confeccionados sobre la misma base que sus Estados contables Anuales Auditados, de acuerdo con estándares internacionales contables la NIC 34 “Información Financiera Intermedia” y, en opinión de la gerencia de la Sociedad, incluyen todos los ajustes que son necesarios para una presentación consistente con nuestros estados contables anuales auditados.

La Sociedad ha definido al dólar estadounidense como su moneda funcional atento al entorno económico primario en donde opera. Sus estados financieros preparados bajo NIIF son confeccionados y presentados en esa moneda y redondeados en miles. Por lo tanto, la información financiera incluida en el presente Prospecto está expresada en dólares estadounidenses como la moneda funcional y de presentación de aquellos estados financieros.

A los fines de cumplimentar con los requerimientos de la CNV, los estados financieros bajo NIIF preparados a partir del periodo de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2019 mantienen la misma moneda funcional y se expresan en Pesos. De todos modos, este Prospecto mantiene al dólar estadounidense como moneda de presentación para ser comparable con los ejercicios anteriores.

Conforme a las NIIF, las operaciones en monedas que no sean la moneda funcional de la Sociedad (dólar estadounidense) se reconocen en los Estados Financieros de la Sociedad al tipo de cambio vigente a la fecha de la operación. Al final de cada ejercicio informado, los activos y pasivos monetarios denominados en monedas que no sean el dólar estadounidense se convierten a dólares estadounidenses al tipo de cambio vigente a esa fecha. Las diferencias de cambio por rubros monetarios se reconocen en las ganancias o pérdidas en el ejercicio en el que surgen. Véase también “*Factores de Riesgo— Estamos expuestos a riesgos de tipo de cambio de divisas relacionados con nuestras operaciones en Argentina*”.

Redondeo

Ciertas cifras (incluyendo montos porcentuales) incluidas en este Prospecto han sido redondeadas para facilitar su presentación. Las cifras porcentuales y totales incluidos en este Prospecto han sido calculados, en ciertos casos, en base a dichas cifras antes de su redondeo. Por esta razón, ciertos montos porcentuales y totales en este Prospecto pueden variar de los obtenidos realizando los mismos cálculos pero empleando las cifras de los Estados financieros de la Sociedad y las cifras indicadas como totales en ciertas tablas pueden no ser la suma aritmética exacta de las demás cifras en la tabla.

Medidas financieras no incluidas en las NIIF

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

Definimos “EBITDA Ajustado” como (pérdida) / utilidad operativa neta de depreciación, agotamiento y amortización, costos de transacción relacionados con combinaciones de negocios, gastos de reestructura y deterioro (recuperación) de propiedades, plantas y equipos. Consideramos que la naturaleza de los costos de reestructura fueron tales que no es razonablemente probable que se repitan dentro de 2 años, ya que están relacionados principalmente con reducciones permanentes de nuestra fuerza laboral derivadas de nuestras combinaciones de negocios, y que los costos de reestructura y los gastos de transacción no son gastos operativos recurrentes normales.

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

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

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

Datos de mercado e industria

El presente Prospecto incluye cuotas de mercado, clasificación, datos de la industria y pronósticos que obtuvimos de publicaciones y encuestas de la industria, archivos públicos y fuentes internas de la Sociedad. Las publicaciones, encuestas y pronósticos de la industria generalmente indican que la información contenida en las mismas ha sido obtenida de fuentes que se consideran confiables, incluyendo Wood Mackenzie Ltd. (“Wood

Mackenzie”), una de las principales empresas del sector, pero no se puede garantizar la exactitud de la información incluida.

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

Información sobre las reservas de petróleo y gas en Argentina

La información incluida en la Sección “Marco Regulatorio del petróleo y gas en Argentina” del presente Prospecto en relación con las reservas probadas de Argentina se ha elaborado sobre la base de información oficial y públicamente disponible de la Secretaría de Energía. Las referencias a las "reservas probadas" de Argentina siguen la definición de “reservas probadas” establecida en las directrices publicadas por la Secretaría de Energía. Sin embargo, la información relativa a las reservas probadas de Vista incluida en otra parte de este Prospecto ha sido preparada de acuerdo con las definiciones de la Regla 4-10(a) de la Regulación S-X o del Sistema de Gestión de Recursos Petrolíferos de la *Society of Petroleum Engineers' Petroleum Resources Management System*, que pueden diferir de las metodologías publicadas por las autoridades argentinas. Para más información, véase las Secciones “Certificación de Reservas y Recursos en Argentina” de este Prospecto.

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

Estados Financieros

Resumen de información contable y financiera de la Sociedad (de acuerdo a Normas Contables Profesionales Argentinas)

Los siguientes cuadros presentan un resumen de la información contable y financiera de la Sociedad al 31 de diciembre de 2018 y 2017, la cual surge de nuestros estados contables de publicación auditados (los “Estados Contables de Publicación”) y aprobados por el Directorio de la Sociedad con fecha 29 de marzo de 2019. Dichos Estados Contables de Publicación han sido preparados de acuerdo con el marco de información contable prescripto por la Inspección General de Justicia, que requiere aplicar las Normas Contables Profesionales Argentinas (“NCPA) vigentes en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires y deberá ser leída conjuntamente con los dichos Estados Contables de Publicación.

Balance General al 31 de diciembre de 2018 y 2017 (expresados en Pesos):

	<u>2018</u>	<u>2017</u>
ACTIVO CORRIENTE		
Caja y bancos	389.894.619	234.225.652
Inversiones	2.423.363.747	1.009.158.040
Créditos por ventas	1.859.111.654	842.468.259
Otros créditos	1.120.336.063	477.484.302
Bienes de cambio	492.299.317	183.745.979

Total del activo corriente	6.285.005.400	2.747.082.232
ACTIVO NO CORRIENTE		
Otros créditos	7.844.811.042	8.193.554
Bienes de uso	14.046.138.653	6.942.013.503
Activos intangibles	149.452.898	-
Total del activo no corriente	22.040.402.593	6.950.207.057
Total del activo	28.325.407.993	9.697.289.289
PASIVO CORRIENTE		
Deudas comerciales	2.232.679.226	577.947.740
Remuneraciones y cargas sociales	126.152.637	69.930.155
Cargas fiscales	1.053.388.805	149.708.376
Otros pasivos	419.403.446	87.105.665
Préstamos	390.258.278	-
Total del pasivo corriente	4.221.882.392	884.691.936
PASIVO NO CORRIENTE		
Cargas fiscales	1.344.620.810	695.555.971
Otros pasivos	606.966.204	572.169.282
Préstamos	11.310.000.000	-
Total del pasivo no corriente	13.261.587.014	1.267.725.253
Total del pasivo	17.483.469.406	2.152.417.189
PATRIMONIO NETO (según estados respectivos)	10.841.938.587	7.544.872.100
Total del pasivo y patrimonio neto	28.325.407.993	9.697.289.289

Estado de Resultados por el ejercicio finalizados el 31 de diciembre de 2018 (expresados en Pesos):

	2018
Ingresos por ventas	11.580.188.002
Costos de explotación	(5.723.529.793)
Utilidad bruta	5.856.658.209
Gastos de administración	(503.078.966)
Gastos de comercialización	(594.193.050)
Gastos de exploración	(4.222.050)
Otros ingresos y egresos	397.892.910
Utilidad operativa	5.153.057.053
Resultados financieros y por tenencia netos, incluyendo RECPAM	97.152.754
Utilidad antes del impuesto a las ganancias	5.250.209.807
Impuesto a las ganancias	(2.044.297.263)
Utilidad neta del ejercicio	3.205.912.544

Estado de Evolución del Patrimonio Neto por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018 (expresados en Pesos):

	2018	
	Capital Social	Resultados acumulados
	Total	

	Capital	Aporte irrevocable	Ajuste de capital	Total	Ganancias reservadas			Resultados no asignados	
					Reserva legal	Reserva facultativa	Otras reservas		
Saldos al inicio del ejercicio reexpresados	115.857.699	-	1.179.891.950	1.295.749.649	34.211.757	4.143.813.868	-	2.071.096.826	7.544.872.100
Según Asamblea General Ordinaria y Extraordinaria de Accionistas celebrada el 4 de abril de 2018:									
Aumento de reserva facultativa	-	-	-	-	-	736.165.806	-	(736.165.806)	-
Constitución aporte irrevocable	-	2.435.316.847	-	2.435.316.847	-	-	-	-	2.435.316.847
Según Asamblea General Extraordinaria de Accionistas celebrada el 1° de julio de 2018:									
Capitalización del aporte irrevocable	2.435.316.847	(2.435.316.847)	841.186.875	841.186.875	-	-	-	-	841.186.875
Capitalización reserva facultativa	150.000.000	-	46.833.358	196.833.358	-	(196.833.358)	-	-	-
Según Asamblea General Extraordinaria de Accionistas celebrada el 20 de julio de 2018:									
Reducción de capital	(2.623.924.750)	-	(614.406.060)	(3.238.330.810)	-	-	-	-	(3.238.330.810)
Compensaciones basadas en acciones	-	-	-	-	-	-	52.981.031	-	52.981.031
Utilidad neta del ejercicio	-	-	-	-	-	-	-	3.205.912.544	3.205.912.544
Saldos al cierre del ejercicio	77.249.796	-	1.453.506.123	1.530.755.919	34.211.757	4.683.146.316	52.981.031	4.540.843.564	10.841.938.587

Estado de Flujo de Efectivo por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018 (expresados en Pesos):

	2018
Efectivo y equivalente de efectivo al inicio del ejercicio	296.456.696
Diferencia de cambio del efectivo y equivalentes de efectivo	81.104.141
Efectivo y equivalente de efectivo al cierre del ejercicio	<u>2.252.983.124</u>
Aumento neto del efectivo	<u>1.875.422.287</u>
ACTIVIDADES OPERATIVAS:	
Utilidad neta del ejercicio	3.205.912.544
Ajustes para conciliar la utilidad neta del ejercicio con los flujos de efectivo provenientes de las actividades operativas:	
Impuesto a las ganancias devengado	2.044.297.263
Depreciación de bienes de uso	970.816.883
Deterioro de activos	(971.615.012)
Resultado por venta de bienes de uso	(12.129.712)
Diferencia de cambio e intereses sobre préstamos netos	990.761.719
Diferencia de cambio del efectivo y equivalentes de efectivo	(81.104.141)

Diferencia de cambio e intereses sobre inversiones netos	47.562.182
Previsión por obsolescencia de materiales	52.208.678
Previsión por desvalorización de créditos	58.441.709
Previsión para contingencias	6.809.926
Provisión por remediación ambiental	104.986.141
Pago basado en acciones	52.981.031
Cambios en activos y pasivos:	
Aumento de créditos por ventas	(1.072.334.439)
Aumento de otros créditos	626.373.241
Aumento de bienes de cambio, neta de transferencias de bienes de uso	(44.387.232)
Aumento de deudas comerciales	1.635.827.393
Aumento de remuneraciones y cargas sociales	26.126.951
Aumento de cargas fiscales	513.185.553
Aumento de otros pasivos	33.576.721
Impuesto a las ganancias pagado	(386.623.042)
Flujo neto de efectivo generado por las actividades operativas	7.801.674.357
ACTIVIDADES DE INVERSIÓN:	
Adquisición de bienes de uso durante el ejercicio	(4.555.182.333)
Adquisición de participación, neto	(442.264.079)
Adquisición de negocios	(2.303.953.147)
Cobro de intereses de títulos de deuda	31.177.961
Variación de inversiones corrientes	307.911.603
Ingresos por la venta de bienes de uso	12.129.712
Flujo neto de efectivo utilizado en las actividades de inversión	(6.950.180.283)
ACTIVIDADES DE FINANCIACIÓN:	
Préstamo sindicado que devenga intereses	8.494.112.711
Pago de gastos de emisión de préstamos	(166.412.711)
Crédito financiero adquirido a accionista	(7.341.944.699)
Reducción del capital	(3.238.330.810)
Capitalización aporte irrevocable	3.276.503.722
Flujo neto de efectivo generado por las actividades de financiación	1.023.928.213
Aumento Neto del efectivo	1.875.422.287

Indicadores

Al 31 de diciembre de 2018 y 2017:

	Al 31 de diciembre de 2018	Al 31 de diciembre de 2017
Liquidez Corriente (Activo Corriente / Pasivo Corriente)	1,49	3,11
Solvencia (Patrimonio Neto / Pasivo)	0,62	3,51
Inmovilización del capital (Activo No Corriente / Activo Total)	0,78	0,72
Rentabilidad (Resultado del ejercicio/ Patrimonio Neto Promedio)	0,42	N/A

Resumen de información contable y financiera de la Sociedad (de acuerdo a NIIF)

Los siguientes cuadros presentan un resumen de la información contable y financiera de la Sociedad al 31 de diciembre de 2018, 2017 y para el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2019. La siguiente información deberá ser leída conjuntamente con los Estados Financieros Anuales de la Emisora -según se define en el párrafo siguiente - y con la información contenida en las secciones “Presentación de Información Contable y otra Información”, “Reseña y Perspectiva Operativa y Financiera” y “Presentación de información financiera y de otro tipo” del presente Prospecto.

La información contable incluida en este Prospecto al 31 de diciembre de 2018, 2017 y por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2018 y 2017, surge de nuestros estados financieros anuales auditados (los “Estados Financieros Anuales”), incorporados por referencia al presente Prospecto. Dichos Estados Financieros Anuales fueron aprobados por el Directorio de la Sociedad con fecha 26 de junio de 2019. Nuestros Estados Financieros Anuales han sido preparados de conformidad con las Normas Internacionales de Información Financiera (“NIIF”).

La información contable incluida en este Prospecto al 31 de marzo de 2019 y por el período de tres meses finalizado en dicha fecha, surge de nuestros estados financieros intermedios (los “Estados Financieros Intermedios”), preparados de conformidad con las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF). Dichos Estados Financieros Intermedios fueron aprobados por el Directorio de la Sociedad con fecha 26 de junio de 2019.

Ciertas cifras que se incluyen en el presente Prospecto y en los estados financieros que se acompañan al mismo, han sido redondeadas para facilitar su presentación. Los valores porcentuales incluidos en el presente Prospecto se han calculado en algunos casos sobre la base de las cifras mencionadas antes de su redondeo. Por este motivo, es posible que ciertos valores porcentuales que figuran en el Prospecto no coincidan con los que se obtienen al realizar los mismos cálculos sobre la base de las cifras que figuran en los estados financieros que se acompañan, así como también, que algunos otros montos que aparecen en el presente Prospecto no arrojen un total exacto.

Estados Financieros (en USD)

	Ejercicio comprendido entre el 1 de enero de 2018 y el 31 de diciembre de 2018	Ejercicio comprendido entre el 1 de enero de 2017 y el 31 de diciembre de 2017	Periodo comprendido entre el 1 de enero de 2019 y el 31 de marzo de 2019	Periodo comprendido entre el 1 de enero de 2018 y el 31 de marzo de 2018
Ingreso por Ventas	321.921	198.075	92.608	62.153
Costo de Ventas:				
Costos de operación	(87.559)	(77.461)	(27.683)	(25.235)
Fluctuación de stock	1.084	(7.566)	1.326	1.519
Depreciaciones, agotamiento y amortizaciones	(79.187)	(61.211)	(24.471)	(19.808)
Regalías	(48.895)	(28.163)	(14.188)	(9.704)
Utilidad Bruta	107.364	23.674	27.592	8.925
Gastos de comercialización	(20.671)	(13.264)	(5.695)	(3.880)
Gastos generales y de administración	(12.404)	(6.774)	(4.408)	(2.750)
Gastos de Exploración	(170)	(1.049)	-	(160)
Otros ingresos operativos	1.593	17.802	587	6.798
Otros egresos operativos	(20.527)	165	(2.118)	(587)
Utilidad Operativa	55.185	20.554	15.958	8.346
Ingresos por intereses	7.313	166	26	244
Gastos por intereses	(10.680)	(18)	(5.813)	(51)
Otros resultados financieros	(251)	(436)	1.834	(1.042)
Resultados Financieros Netos	(3.618)	(288)	(3.953)	(849)
Utilidad antes de Impuesto a las Ganancias	51.567	20.266	12.005	7.497
Impuesto a las ganancias corriente	(38.937)	(15.956)	(3.127)	(7.428)
Impuesto a las ganancias diferido	(12.644)	9.595	(2.578)	(3.435)
Gastos de Impuesto a las Ganancias	(51.581)	(6.361)	(5.705)	(10.863)
(Perdida) / Utilidad Neta	(14)	13.905	6.300	(3.366)
Otros resultados integrales				
Otros resultados integrales que no serán reclasificados a resultados en períodos posteriores				
- Perdida por remediación relacionada con planes de beneficios definidos	988	(355)	-	(89)
- Impuesto a las ganancias diferido	(247)	124	-	22
Otros resultados integrales que no serán reclasificados a resultados en períodos posteriores	741	(231)	-	(67)
Otros resultados integrales del ejercicio, netos de impuestos	741	(231)	-	(67)
Total Resultados Integrales del Ejercicio / Periodo	727	13.674	6.300	(3.433)

Información seleccionada del Estado de Resultados y Otros Resultados Integrales (de acuerdo a NIIF) por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2018 y 2017 y para el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2019:

Información del Estado de Situación Financiera al 31 de diciembre de 2018 y 2017 y período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2019 (en miles de US\$):

	Al 31 de diciembre de 2018	Al 31 de diciembre de 2017	Al 31 de marzo de 2019
Activo			
Activos no corrientes			
Propiedad, planta y equipos	397.759	259.229	712.360
Activos intangibles	1.919	1.021	39.624
Derechos de uso de activos	-	-	8.906
Créditos por ventas y otros créditos	207.678	297	19.740
Total del activo no corriente	<u>607.356</u>	<u>260.547</u>	<u>780.630</u>
Activos corrientes			
Inventarios	14.477	8.215	22.566
Créditos por ventas y otros créditos	80.654	56.274	78.927
Efectivo y equivalentes de efectivo	74.285	36.835	37.088
Total del Activo corriente	<u>169.416</u>	<u>101.324</u>	<u>138.581</u>
Total Activos	<u>776.772</u>	<u>361.871</u>	<u>919.211</u>
Patrimonio y Pasivos			
Patrimonio y Pasivos			
Capital Social	50.780	39.239	51.052
Reserva Legal	7.523	7.523	12.760
Reserva facultativa	393.212	385.033	492.451
Opciones sobre acciones	1.247	-	1.528
Resultados acumulados	(140.575)	(148.694)	(149.465)
Otro resultado integral	(2.059)	(2.800)	(2.674)
Total Patrimonio	<u>310.128</u>	<u>280.301</u>	<u>405.652</u>
Pasivos No Corrientes			
Pasivos por impuestos diferidos	43.268	28.840	55.569
Provisiones	12.140	15.902	16.498
Préstamos	294.417	-	279.867
Pasivo por arrendamientos	-	-	7.387
Beneficios a Empleados	2.481	4.683	3.339
Cargas fiscales	-	2	-
Deudas comerciales y otras deudas	1.008	-	1.002
Total Pasivos no Corrientes	<u>353.314</u>	<u>49.427</u>	<u>363.662</u>
Pasivo Corriente			

Provisiones	4.168	925	3.743
Préstamos	10.352	-	55.351
Remuneración y cargas sociales a pagar	3.346	2.540	2.699
Pasivos por arrendamientos	-	-	2.378
Pasivo por impuesto a las ganancias	22.295	1.401	16.057
Cargas fiscales	6.299	6.287	6.297
Deudas comerciales y otras deudas	66.870	20.990	63.372
Total Pasivos Corrientes	113.330	32.143	149.897
Total Pasivos	466.644	81.570	513.559
Total Patrimonio y Pasivos	776.772	361.871	919.211

Otra Información Financiera

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2017	Periodo de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2019	Periodo de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2018
(Pérdida) utilidad, neta	(14)	13.905	6.300	(3.366)
Impuesto a las ganancias devengado	51.581	6.361	5.705	10.863
Resultados financieros, netos	3.618	288	3.953	849
Depreciaciones y amortizaciones	79.187	61.211	24.471	19.808
EBITDA Ajustado	134.372	81.765	40.429	28.154

b) Indicadores

Al 31 de diciembre de 2018 y 2017 y período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2019:

	Al 31 de diciembre de 2018	Al 31 de diciembre de 2017	Al 31 de marzo de 2019
Liquidez Corriente (Activo Corriente / Pasivo Corriente)	1,49	3,15	0,92
Solvencia (Patrimonio Neto / Pasivo)	0,66	3,44	0,79
Inmovilización del capital (Activo No Corriente / Activo Total)	0,78	0,72	0,85
Rentabilidad (Resultado del ejercicio / Patrimonio Neto Promedio)	0,00	0,05	0,02

c) Capitalización y endeudamiento:

Endeudamiento

El siguiente cuadro establece la deuda de corto y largo plazo y capitalización de la Sociedad bajo las NIIF al 31 de diciembre de 2018 y al 31 de marzo de 2019, (i) sobre una base real, y (ii) en forma ajustada a fin de dar efecto a la emisión y venta de las Obligaciones Negociables y el destino de los fondos netos resultantes de ella. Véase “Razones para la oferta y destino de los fondos” de este Prospecto.

Esta información debe leerse junto con los Estados financieros Auditados de la Sociedad incluidos en otra sección de este Prospecto y con la información contenida en “Presentación de Información Financiera y de Otra índole”, “Destino de los Fondos” y “Reseña y Perspectiva Operativa y Financiera”.

(en miles de US\$)	Al 31 de diciembre de 2018	Al 31 de diciembre de 2017	Al 31 de marzo de 2019
Préstamos			
A corto plazo	10.352	-	55.351
A largo plazo	294.417	-	279.867
Total préstamos	304.769	-	335.218
Patrimonio Neto			
Capital social suscrito	50.780	39.239	51.052
Reserva legal	7.523	7.523	12.760
Opciones sobre acciones	1.247	-	1.528
Otro resultado integral	(2.059)	(2.800)	(2.674)
Resultados acumulados	(140.575)	(148.694)	(149.465)
Total patrimonio neto atribuible a los propietarios de la controladora	310.128	280.301	405.652
Capitalización total (1)	614.897	280.301	740.870

(1) Incluye total de préstamos más patrimonio neto

El siguiente cuadro expone los préstamos garantizados y no garantizados (en miles de US\$):

	Al 31 de diciembre de 2018	Al 31 de diciembre de 2017	Al 31 de marzo de 2019
Préstamos			
A corto plazo	10.352	-	55.351
Otras deudas bancarias y financieras	10.352	-	55.351
A largo plazo	294.417	-	279.867
Otras deudas bancarias y financieras	294.417	-	279.867
Total de préstamos	304.769	-	335.218

Para más información sobre el endeudamiento de la Sociedad, véase “Capitalización y endeudamiento”

d) Razones para la oferta y destino de los fondos

Los fondos provenientes de la colocación de las Obligaciones Negociables a ser emitidas en el marco del Programa serán destinados a cualquiera de los destinos contemplados en el artículo 36 de la Ley de Obligaciones Negociables, para uno o más de los siguientes propósitos: (i) realizar inversiones en activos físicos y bienes de capital en el país, (ii) para la adquisición de fondos de comercio situados en el país, (iii) para la integración de capital de trabajo, (iv) para refinar pasivos, en el vencimiento original o con anterioridad, (v) para el financiamiento de aportes de capital a sociedades controladas o vinculadas, (vi) para la adquisición de participaciones sociales, y/o (vii) para el financiamiento del giro comercial del negocio de la Sociedad; en todos los casos cuyo producido se aplique exclusivamente a los destinos antes especificados, o bien a otro destino que cumpla con el artículo 36 de la Ley de Obligaciones Negociables conforme eventualmente determine el Directorio,

delegándose en el Directorio de la Sociedad la facultad de decidir específicamente el destino que se dará al producido neto de la colocación de cada Clase y/o Serie en particular emitida bajo el Programa. El destino específico de los fondos obtenidos de la oferta y venta de cada Serie o Clase de Obligaciones Negociables se indicará en el Suplemento de Prospecto correspondiente.

Conciliación de cierta información contable de la Sociedad con las Normas Internacionales de Información Financiera (“NIIF”).

A continuación, se presenta una conciliación entre el patrimonio neto de la Sociedad al 31 de diciembre de 2018 determinado de acuerdo con las NCPA y el patrimonio neto que se hubiese determinado de haberse aplicado las NIIF en la preparación de los estados financieros a esa fecha, ya que dichos estados financieros fueron originalmente preparados de acuerdo con las NCPA vigentes en CABA:

Reconciliación del Patrimonio Neto al 31 de diciembre de 2018 (en miles)

Patrimonio Neto bajo AR GAAP en miles ARS	10.841.939
Tipo de cambio (*)	37,70
Patrimonio Neto bajo AR GAAP en miles US\$	287.585
Efecto de la aplicación de la moneda funcional:	
- Efecto en Propiedad, Planta y Equipo	31.256
- Efecto en el Impuesto a las ganancias	(7.597)
- Efecto en inventario	1.419
- Deterioro de Propiedad, Planta y Equipos	(8.118)
Efecto de los gastos de emisión de préstamos	<u>5.583</u>
Patrimonio neto bajo IFRS	<u><u>310.128</u></u>

(1) Corresponde al Patrimonio Neto en pesos argentinos al 31 de diciembre de 2018 que surge de nuestros estados contables de publicación auditados, preparados de acuerdo con el marco de información contable prescripto por la Inspección General de Justicia, que requiere aplicar las NCPA vigentes en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires.
(*) Tipo de cambio al 31 de diciembre de 2018

A continuación, se presenta una conciliación entre el estado de resultados de la Sociedad al 31 de diciembre de 2018 determinado de acuerdo con las NCPA y el estado de resultados y de otros resultados integrales que se hubiese determinado de haberse aplicado las NIIF en la preparación de los estados financieros a esa fecha (en pesos):

Reconciliación del Resultado integral por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018

Resultado del ejercicio bajo AR GAAP en miles ARS	3.205.913
Tipo de cambio (*)	26,08
Resultado del ejercicio bajo AR GAAP en miles US\$	122.926
Efecto de la aplicación de la moneda funcional y moneda de presentación:	
- Efecto en la depreciación de Propiedad, Planta y Equipo	(41.141)
- Efecto en el Impuesto a las ganancias	(5,554)
- Efecto en el plan de pensión (neto del Impuesto a las ganancias)	(741)
- Efecto en las diferencias de cambio	(9.652)
- Efecto de aplicación del ajuste por inflación	(34.180)
- Recupero de deterioro de Propiedad, Planta y Equipo	(37.255)

Efecto sobre los gastos de emisión de préstamos	5.583
Resultado del ejercicio bajo IFRS en US\$	(14)
- Efecto en el plan de pensión (neto del Impuesto a las ganancias)	741
Total Resultado Integral bajo IFRS en US\$	<u>727</u>

(1) Corresponde al resultados del ejercicio en pesos argentinos al 31 de diciembre de 2018 que surgen de nuestros estados contables de publicación auditados preparados de acuerdo con el marco de información contable prescripto por la Inspección General de Justicia, que requiere aplicar las NCPA vigentes en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

(*) Tipo de cambio promedio por el ejercicio 2018

e) Reseña y Perspectiva Operativa y Financiera

Los siguientes comentarios y análisis sobre nuestra situación financiera y nuestros resultados de operación ponen énfasis en cierta información relevante que está incluida en otras secciones de este Prospecto. Estos comentarios no pretenden ser exhaustivos y quizá no incluyan toda la información importante o relevante para usted. Antes de invertir en las Obligaciones Negociables usted debe leer cuidadosamente la totalidad de este Prospecto, incluyendo nuestros Estados Financieros y las secciones de este Prospecto tituladas “Antecedentes Financieros” y “Factores de Riesgo”. Esta sección contiene declaraciones con respecto al futuro que reflejan nuestras expectativas actuales y conllevan riesgos e incertidumbre. Los resultados reales y las fechas en las que ocurran los acontecimientos descritos podrían diferir sustancialmente de lo descrito en dichas declaraciones con respecto al futuro debido a una gran cantidad de factores, incluyendo los descritos en la sección titulada “Factores de Riesgo” y en otras partes de este Prospecto.

Panorama general

Poseemos activos de producción convencional de alta calidad, bajo costo de operación y alto margen en Argentina, con la mayor parte de nuestra producción originada y nuestras reservas y activos ubicados en Argentina. Liderados por un equipo de administración de primera categoría a nivel mundial el Grupo busca generar sólidos retornos para sus accionistas aprovechando nuestros excelentes activos convencionales que generan flujos de caja, así como desarrollando aproximadamente los 134.000 acres netos sobre los que tenemos derechos en el bloque de *shale* denominado Vaca Muerta en Argentina.

Al 31 de marzo de 2019, éramos el sexto mayor productor de petróleo en Argentina, de acuerdo con la Secretaría de Energía, habiendo reportado una producción diaria promedio de 25.693 boe/d en el periodo de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2019. Nos proponemos alcanzar una producción diaria promedio de aproximadamente 65.000 boe/d para 2022 mediante el desarrollo de nuestra extensión de acres de *shale*, lo cual equivale a una tasa compuesta de crecimiento promedio del 28% con respecto a nuestra producción diaria promedio del período de tres meses finalizado el 31 de marzo del 2019. A la fecha de este Prospecto nuestra cartera de activos incluye participaciones en 13 bloques de hidrocarburos ubicados en Argentina. Somos operadores de 10 de estos bloques, los cuales representan el 99% de nuestra producción neta. Contamos con aproximadamente 525.000 acres netos y operamos aproximadamente el 96% de dicha superficie.

Al 31 de diciembre de 2018 contábamos con Reservas Probadas equivalentes a 57,6 MMboe en Argentina, 94% de ellas ubicadas en yacimientos convencionales, y de las cuales aproximadamente 60% eran de petróleo. Hemos identificado más de 400 potenciales locaciones de alta rentabilidad dentro de la extensión de acreage de desarrollo en Vaca Muerta, que en total representan un inventario para perforación de 11 años aproximadamente, al tiempo que planeamos incrementar mediante la delineación adicional de nuestro acreage prospectivo, la evaluación otros horizontes de navegación y la reducción de distanciamiento entre pozos.

Resultados de Operación

Los siguientes comentarios se refieren a cierta información financiera y operativa por los períodos indicados. Los inversionistas deben leer estas explicaciones en conjunto con nuestros Estados Financieros y sus notas. Medimos nuestro desempeño con base en nuestra utilidad (pérdida) neta, utilidad bruta y utilidad operativa del periodo; y utilizamos estas mediciones para tomar decisiones acerca del uso de nuestros recursos y para evaluar nuestro desempeño financiero.

Periodo de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2019 comparado con el periodo de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2018

(en miles de US\$)

	31 de marzo de 2019	% de ingresos	31 de marzo de 2018	% de ingresos
Ingreso por Ventas	92.608	100%	62.153	100%
Costo de Ventas:				
Costos de operación	(27.683)	(30%)	(25.235)	(41%)
Fluctuación de stock	1.326	1%	1.519	2%
Depreciaciones, agotamiento y amortizaciones	(24.471)	(26%)	(19.808)	(32%)
Regalías	(14.188)	(15%)	(9.704)	(16%)
Utilidad Bruta	27.592	30%	8.925	14%
Gastos de comercialización	(5.695)	(6%)	(3.880)	(6%)
Gastos generales y de administración	(4.408)	(5%)	(2.750)	(4%)
Gastos de Exploración	-	0%	(160)	0%
Otros ingresos operativos	587	1%	6.798	11%
Otros egresos operativos	(2.118)	(2%)	(587)	(1%)
Utilidad Operativa	15.958	17%	8.346	13%
Ingresos por intereses	26	0%	244	0%
Gastos por intereses	(5.813)	(6%)	(51)	0%
Otros resultados financieros	1.834	2%	(1.042)	(2%)
Resultados Financieros Netos	(3.953)	(4%)	(849)	(1%)
Utilidad antes de Impuesto a las Ganancias	12.005	13%	7.497	12%
Impuesto a las ganancias corriente	(3.127)	(3%)	(7.428)	(12%)
Impuesto a las ganancias diferido	(2.578)	(3%)	(3.435)	(6%)
Gastos de Impuesto a las Ganancias	(5.705)	(6%)	(10.863)	(17%)
Utilidad (Pérdida) Neta	6.300	7%	(3.366)	(5%)
Otros resultados integrales				
<i>Otros resultados integrales que no serán reclasificados a resultados en periodos posteriores</i>				
- Pérdida por remediación relacionada con planes de beneficios definidos	-	0%	(89)	0%
- Impuesto a las ganancias diferido	-	0%	22	0%
Otros resultados integrales que no serán reclasificados a resultados en periodos posteriores	-	0%	(67)	0%
Otros resultados integrales del período, netos de impuestos	-	0%	(67)	0%
Total Resultados Integrales del período	6.300	7%	(3.433)	(6%)

Ingresos por ventas

A continuación, se proporciona información detallada sobre nuestros ingresos por ventas con clientes:

(en miles de US\$)

Tipo de bien	31 de marzo de 2019	31 de marzo de 2018
Ingresos por petróleo crudo	72.445	44.887
Ingresos por gas natural	18.782	15.248
Ingresos por GNL	1.381	2.018
Ingresos por ventas	92.608	62.153

El total de ingresos por ventas ascendió a US\$92,6 millones durante el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2019, comparado con US\$62,2 millones durante el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2018. Este incremento se debe principalmente a (i) la adquisición del 3,85% adicional de las concesiones Entre Lomas, Bajada del Palo y Agua Amarga, que aportó US\$2,1 millones de ingresos, y (ii) la adquisición de JDM-Medanito, que aportó US\$38,5 millones de ingresos, en cada caso durante el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2019. Este incremento se compensa parcialmente por una caída del 15% en el volumen de ventas de petróleo crudo de los activos existentes al 31 de marzo de 2018.

Los ingresos de petróleo crudo ascendieron a US\$72,4 millones durante el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2019, en comparación con US\$44,9 millones durante el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2018, lo que representó el 78,2% y el 72,2% de nuestros ingresos totales por ventas, respectivamente. Este incremento se debe principalmente a (i) la adquisición del 3,85% adicional de las concesiones Entre Lomas, Bajada del Palo y Agua Amarga, que aportó US\$1,5 millones de ingresos de petróleo crudo, (ii) la adquisición de JDM-Medanito, que aportó US\$36 millones de ingresos de petróleo crudo, en cada caso durante el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2019. Este incremento se compensa parcialmente por una caída del 15% en el volumen de ventas de petróleo crudo de los activos existentes al 31 de marzo de 2018.

El volumen total de petróleo crudo vendido fue de 1.173,9 Mbbl durante los tres meses del período finalizado el 31 de marzo de 2019, comparado con 803 Mbbl durante el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2018.

El precio promedio del petróleo crudo fue de US\$56,7/bbl durante los tres meses del período finalizado el 31 de marzo de 2019, un aumento de 1,4% comparado con US\$55,9/bbl durante el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2018.

Los ingresos de gas natural ascendieron a US\$18,8 millones durante el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2019, en comparación con US\$15,2 millones del período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2018, lo que representó el 20,3% y 24,5% de nuestros ingresos totales por ventas, respectivamente. Este incremento se debe principalmente a (i) la adquisición del 3,85% adicional de las concesiones Entre Lomas, Bajada del Palo y Agua Amarga, que aportó US\$0,6 millones de ingresos de gas natural, (ii) la adquisición de JDM-Medanito, que aportó US\$2,5 millones de ingresos de gas natural, en cada caso durante el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2019.

El volumen total de gas natural vendido fue de 778,8 Mboe durante los tres meses del período finalizado el 31 de marzo de 2019, comparado con 700,6 Mboe durante el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2018.

El precio de venta promedio de gas natural fue de US\$3,7/MMBtu durante el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2019, el cual representa una disminución de 9,8% en comparación con US\$4,1/MMBtu durante el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2018.

Las ventas de gas natural durante el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2019 se realizaron a clientes industriales (58%), distribuidores y clientes de GNC (30%) y al segmento de generación de energía y comerciantes a través del mercado spot (12%).

Los ingresos de GNL disminuyeron a US\$1,4 millones durante el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2019, en comparación con US\$2 millones durante el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2018, lo que representó el 1,5% y el 3,2% de nuestros ingresos totales ventas, respectivamente. Esta disminución se debió principalmente a la disminución del volumen de ventas de un 46%, parcialmente compensado por un aumento en el precio de venta de GNL del 26%.

Costo de Ventas

(en miles de US\$)	Período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2019	Período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2018
Costos de operación	27.683	25.235
Fluctuación de stock	(1.326)	(1.519)
Depreciación, agotamiento y amortización	24.471	19.808
Regalías	14.188	9.704
Costo de ventas	65.016	53.228

El costo de ventas ascendió a US\$65,0 millones durante el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2019, en comparación con el mismo período del año anterior de US\$53,2 millones. El costo total de ventas incluyó fluctuaciones en el inventario de petróleo crudo, gastos de operación, depreciación, agotamiento y amortización y regalías. Este aumento se debe principalmente a (i) la adquisición del 3,85% adicional de las concesiones Entre Lomas, Bajada del Palo y Agua Amarga, que aportó US\$1,7 millones, (ii) la adquisición de JDM-Medanito, que aportó US\$18,2 millones, parcialmente compensados por una reducción de US\$8 millones en el costo de ventas (sin considerar el efecto de la adquisición del 3,85% de las áreas mencionadas y JDM-Medanito), en cada caso durante el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2019, parcialmente compensado por una mayor eficiencia en los gastos de operación, esta disminución se debe principalmente a la renegociación de ciertos contratos clave, la optimización de los proveedores de servicios de operación y mantenimiento y la depreciación del Peso respecto del dólar estadounidense entre los dos trimestres en comparación.

Los gastos de operación ascendieron a US\$27,7 millones durante el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2019, en comparación con US\$25,2 millones durante el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2018, lo que representó el 42,6% y 47,4% de nuestro costo de ventas, respectivamente. Este aumento se debe principalmente a (i) la adquisición del 3,85% adicional de las concesiones Entre Lomas, Bajada del Palo y Agua Amarga, que aportó US\$0,7 millones, (ii) la adquisición de JDM-Medanito, que aportó US\$7,3 millones, parcialmente compensados por una reducción de US\$3,7 millones en los gastos operativos (sin considerar el efecto de la adquisición del 3,85% de las áreas mencionadas y JDM-Medanito), en cada caso durante el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2019, parcialmente compensado por una mayor eficiencia en los gastos de operación, esta disminución se debe principalmente a la renegociación de ciertos contratos clave, la optimización de los proveedores de servicios de operación y mantenimiento y la depreciación del Peso respecto del dólar estadounidense entre los dos trimestres en comparación.

La depreciación, el agotamiento y la amortización ascendieron a US\$24,5 millones durante el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2019, en comparación con US\$19,8 millones durante el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2018, lo que representó el 37,6% y el 37,2% de nuestro costo de ventas, respectivamente. Este aumento se debe principalmente a la adquisición de JDM-Medanito, que aportó US\$6,7 millones, parcialmente compensada por una reducción de US\$0,8 millones en la depreciación, agotamiento y amortización, en cada caso durante el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2019.

Las regalías ascendieron a US\$14,2 millones durante el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2019, en comparación con US\$9,7 millones durante el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2018, lo que representó el 21,8% y 18,2% de nuestro costo de ventas, respectivamente. Este aumento se debe principalmente a la adquisición de JDM-Medanito, que aportó US\$5,5 millones, en cada uno de los casos durante el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2019, parcialmente compensado por una caída de las regalías computables de los activos existentes al 31 de marzo de 2018.

Utilidad bruta

La utilidad bruta ascendió a US\$27,6 millones durante el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2019, en comparación con US\$8,9 millones durante el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2018, lo que representó el 30% y 14% de los ingresos por ventas, respectivamente. Este aumento se debe principalmente al aumento en los ingresos por ventas en el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2019, el cual fue parcialmente compensado por un aumento en el costo de ventas, como se explica en los párrafos anteriores.

Gastos de comercialización

Los gastos de comercialización ascendieron a US\$5,7 millones durante el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2019, en comparación con US\$3,9 millones durante el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2018, lo que representó el 6% y 6% de nuestros ingresos por ventas, respectivamente. Este aumento se debe principalmente a los mayores gastos aportados por las adquisiciones del 3,85% adicional de las concesiones Entre Lomas, Bajada del Palo y Agua Amarga y el 100% de JDM-Medanito en el período de tres meses que finalizado el 31 de marzo de 2019.

Gastos Generales y de administración

Los gastos generales y de administración ascendieron a US\$4,4 millones durante el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2019, en comparación con US\$2,8 millones durante el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2018, lo que representó el 5% y 4% de nuestros ingresos por ventas, respectivamente. Este aumento se debe principalmente a (i) mayores gastos de la adquisición del 3,85% adicional de las concesiones Entre Lomas, Bajada del Palo y Agua Amarga, y el 100% de JDM-Medanito y ii) un aumento de los honorarios y compensaciones por servicios, salarios y cargas sociales, gastos por beneficios a los empleados y pagos basados en acciones durante el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2019.

Gastos de Exploración

Los gastos de exploración disminuyeron a cero durante el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2019, en comparación con US\$0,2 millones durante el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2018. Esta disminución se debió principalmente a que no se realizó actividad de exploración en el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2019.

Otros ingresos operativos

Otros ingresos operativos disminuyeron a US\$0,6 millones durante el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2019, en comparación con US\$6,8 millones durante el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2018. Esta disminución se debe principalmente a una disminución de los servicios a terceros y a la Compensación por Inyección de Gas Excedente, que durante el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2018 ascendió a US\$4,6 millones, mientras que en el mismo período en 2019 no se reconoció ingreso por tal concepto.

Otros egresos operativos

Otros egresos operativos ascendieron a US\$2,1 millones durante el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2019, en comparación con US\$0,6 millones durante el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2018. Esto se debe principalmente a un incremento de US\$1,3 millones en el gasto relacionado con la obsolescencia de inventarios, un incremento de US\$0,7 millones en gastos de reestructuración y un incremento de US\$0,1 millones en el gasto de remediación ambiental durante el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2019.

Utilidad Operativa

La utilidad operativa ascendió a US\$16 millones durante el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2019, en comparación con US\$8,3 millones durante el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2018, lo que representó el 17% y 13% de nuestros ingresos por ventas, respectivamente. Este incremento se debió principalmente a las razones expuestas en los párrafos anteriores.

Ingresos por intereses

Los ingresos por intereses fueron un valor cercano a cero durante el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2019, en comparación con US\$0,2 millones durante el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2018. Esta disminución se debe principalmente a una disminución de US\$0,2 millones en los ingresos por intereses derivados de las notas gubernamentales a costo amortizado durante el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2019.

Gastos por intereses

Los gastos por intereses ascendieron a US\$5,8 millones durante el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2019, en comparación con un valor cercano a cero durante el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2018. Este aumento se debe principalmente por un incremento en US\$5,8 millones en intereses por deudas financieras durante el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2019, derivado principalmente del Préstamo Sindicado.

Otros Resultados Financieros

Otros resultados financieros ascendieron a una US\$1,8 millones durante el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2019, en comparación con una pérdida de US\$1 millón durante el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2018. Este incremento se debe principalmente por una ganancia por diferencias de cambio, netas, de US\$2,7 millones durante el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2019, en comparación con una pérdida de US\$0,9 millones durante el mismo período del 2018.

Utilidad antes del Impuesto a las ganancias

La utilidad antes del impuesto a las ganancias ascendió a US\$12,0 millones para el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2019, en comparación con US\$7,5 millones para el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2018. Este incremento se debe principalmente a las razones explicadas en los párrafos anteriores.

Gasto de impuesto a las ganancias

El gasto de impuesto a las ganancias disminuyó a US\$5,7 millones durante el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2019, comparado con US\$10,9 millones durante el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2018. Esta disminución se debió principalmente a (i) una disminución en el gasto por impuesto a las ganancias corriente, que pasó de US\$7,4 millones en el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2018 a US\$3,1 millones en el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2019, y (ii) una disminución en el gasto por impuesto a las ganancias diferido, el cual pasó de un gasto de US\$3,4 millones en el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2018 a un gasto de US\$2,6 millones en el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2019.

Utilidad (pérdida) neta del período

La utilidad neta ascendió a US\$6,3 millones durante el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2019, en comparación con una pérdida neta de US\$3,4 millones durante el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2018. Este aumento de la utilidad se debe principalmente a las razones explicadas en los párrafos anteriores.

Ejercicio 2018 en comparación con el ejercicio 2017

(en miles de US\$)

	2018	% de ingresos	2017	% de ingresos
Ingreso por Ventas	321.921	100%	198.075	100%
Costo de Ventas:				
Costos de operación	(87.559)	(27%)	(77.461)	(39%)
Fluctuación de stock	1.084	0%	(7.566)	(4%)

Depreciaciones, agotamiento y amortizaciones	(79.187)	(25%)	(61.211)	(31%)
Regalías	(48.895)	(15%)	(28.163)	(14%)
Utilidad Bruta	107.364	33%	23.674	12%
Gastos de comercialización	(20.671)	(6%)	(13.264)	(7%)
Gastos generales y de administración	(12.404)	(4%)	(6.774)	(3%)
Gastos de Exploración	(170)	0%	(1.049)	(1%)
Otros ingresos operativos	1.593	0%	17.802	9%
Otros egresos operativos	(20,527)	(6%)	165	0%
Utilidad Operativa	55.185	17%	20.554	10%
Ingresos por intereses	7.313	2%	166	0%
Gastos por intereses	(10.680)	(3%)	(18)	0%
Otros resultados financieros	(251)	0%	(436)	0%
Resultados Financieros, netos	(3.618)	(1%)	(288)	0%
Utilidad antes de Impuesto a las Ganancias	51.567	16%	20.266	10%
Impuesto a las ganancias corriente	(38.937)	(12%)	(15.956)	(8%)
Impuesto a las ganancias diferido	(12.644)	(4%)	9.595	5%
Gastos de Impuesto a las Ganancias	(51.581)	(16%)	(6.361)	(3%)
(Perdida) Utilidad Neta	(14)	0%	13.905	7%
Otros resultados integrales <i>Otros resultados integrales que no serán reclasificados a resultados en períodos posteriores</i>				
- Perdida por remediación relacionada con planes de beneficios definidos	988	0%	(355)	0%
- Impuesto a las ganancias diferido	(247)	0%	124	0%
Otros resultados integrales que no serán reclasificados a resultados en períodos posteriores	741	0%	(231)	0%
Otros resultados integrales del ejercicio, netos de impuestos	741	0%	(231)	0%
Total Resultados Integrales del Ejercicio	727	0%	13.674	7%

Ingresos por contratos con clientes

A continuación, se proporciona información detallada sobre nuestros ingresos por ventas:

(en miles de US\$)

Tipo de bien	2018	2017
Ingresos por petróleo crudo	252.087	146.635
Ingresos por gas natural	63.259	45.947
Ingresos por GNL	6.575	5.477
Ingresos por otros bienes y servicios	-	16
Ingresos por ventas	321.921	198.075

El total de ingresos por ventas ascendió a US\$321,9 millones en 2018, lo que representó un aumento en comparación con los US\$198.1 millones en 2017. Este incremento se debe principalmente por (i) la adquisición del 3,85% adicional de las concesiones Entre Lomas, Bajada del Palo y Agua Amarga, que aportó US\$7,3 millones de ingresos por ventas, y (ii) la adquisición de JDM-Medanito, que aportó US\$130,6 millones de ingresos por ventas, en ambos casos durante el 2018, parcialmente compensado por una disminución en el volumen de ventas de petróleo crudo y gas natural de los activos preexistentes al 31 de diciembre 2017.

Los ingresos por ventas de petróleo crudo ascendieron a US\$252,1 millones en 2018 comparado con US\$146,6 millones en 2017, que fueron equivalentes al 78,3% y 74% de nuestros ingresos por ventas, respectivamente. Este incremento se debe principalmente (i) la adquisición del 3,85% adicional de las concesiones Entre Lomas, Bajada del Palo y Agua Amarga, que aportó US\$5 millones de ingresos en 2018, y (ii) la adquisición de JDM-Medanito, que aportó US\$120,8 millones de ingresos en 2018, parcialmente compensado por una disminución en el volumen de ventas de petróleo crudo de un 13,8% de los activos preexistentes al 31 de diciembre de 2017.

El volumen total de petróleo crudo vendido fue de 3.923,3 Mbbl durante el 2018, en comparación con 2.599 Mbbl en el 2017.

El precio promedio de venta de crudo realizado fue de US\$64,3/bbl durante el 2018, un aumento de 13,8% comparado con US\$56,4/bbl durante el 2017.

Los ingresos por ventas de gas natural ascendieron a US\$62,3 millones durante el 2018, comparado con los US\$45,9 millones durante el 2017, que fueron equivalentes al 19,7% y al 23,2% de nuestros ingresos por ventas, respectivamente. Este aumento se debe principalmente por (i) la adquisición del 3,85% adicional de las concesiones Entre Lomas, Bajada del Palo y Agua Amarga, que aportó US\$2,1 millones de ingresos, y (ii) la adquisición de JDM-Medanito, que aportó US\$9,8 millones de ingresos, en ambos casos durante el 2018.

El volumen total de gas natural vendido fue de 2.379,7 Mboe durante el 2018, comparado con 2,399 Mboe durante el 2017.

El precio promedio de venta de gas natural realizado fue de US\$4,5/MMBtu durante el 2018, un incremento de 36,9% en comparación con US\$3,3/MMBtu durante el 2017.

Los ingresos por ventas de GNL ascendieron a US\$6,6 millones durante el 2018, comparado con US\$5,5 millones durante el 2017, que fueron equivalentes al 2% y 2,8% de nuestros ingresos por ventas, respectivamente. Este aumento se debe principalmente a la adquisición del 3,85% adicional de las concesiones Entre Lomas, Bajada del Palo y Agua Amarga, que aportó US\$0,2 millones.

Costo de ventas

(miles de US\$)	2018	2017
Costos de operación	87.559	77.461
Fluctuación de stock	(1.084)	7.566
Depreciación, agotamiento y amortización	79.187	61.211
Regalías	48.895	28.163
Costo de ventas	214.557	174.401

El costo de ventas ascendió a US\$214,6 millones durante el 2018 comparado con los US\$174,4 millones durante el 2017. El costo de ventas incluye la fluctuación del inventario de petróleo crudo, los gastos de operación, la depreciación, agotamiento y amortización, y las regalías. Este incremento se debe principalmente a la adquisición del 3,85% adicional de las concesiones Entre Lomas, Bajada del Palo y Agua Amarga y la adquisición de JDM-Medanito, en ambos casos durante el 2018, lo cual fue parcialmente compensado por una reducción en los gastos operativos por barril en el 2018.

Los costos de operación ascendieron a US\$87,6 millones durante el 2018, comparado con los US\$77,5 millones durante el 2017, que fueron equivalentes al 40,8% y 44,4% de nuestro total de costo de ventas, respectivamente. Este aumento se debe principalmente a la adquisición del 3,85% adicional de las concesiones Entre Lomas, Bajada del Palo y Agua Amarga y la adquisición de JDM-Medanito, el cual fue parcialmente compensado por una reducción en los gastos operativos por barril en el 2018.

Los costos de operación por barril producido disminuyeron de US\$17,6/boe durante el 2017 a 13,4US\$/boe durante el 2018. Esta disminución se debe principalmente a la renegociación de ciertos contratos clave, la optimización de los proveedores de servicios de operación y mantenimiento y la depreciación del Peso durante el 2018 respecto del dólar estadounidense.

La depreciación, agotamiento y amortización ascendió a US\$79,2 millones durante el 2018, comparado con los US\$61,2 millones durante el 2017, que fueron equivalentes al 36,9% y 35,1% de nuestro total de costo de ventas, respectivamente. Este incremento fue impulsado principalmente por las adiciones a la propiedad de plantas y equipos durante el 2018, relacionadas principalmente con las adquisiciones del 3,85% adicional de las concesiones Entre Lomas, Bajada del Palo y Agua Amarga y los bloques JDM-Medanito.

Las regalías ascendieron a US\$48,9 millones durante el 2018, comparado con los US\$28,2 millones durante el 2017, que fueron equivalentes al 22,8% y 16,1% de nuestro total de costo de ventas, respectivamente. Este aumento fue impulsado principalmente por un aumento en las ventas de petróleo y gas, principalmente relacionadas con las adquisiciones del 3,85% adicional de las concesiones Entre Lomas, Bajada del Palo y Agua Amarga y los bloques JDM-Medanito en el 2018.

Utilidad bruta

La utilidad bruta ascendió a US\$107,4 millones durante el 2018, comparado con los US\$23,7 millones durante el 2017, que fueron equivalentes al 33% y 12% de nuestro total de ingresos ventas, respectivamente. Este incremento se debe principalmente al aumento en los ingresos ventas, mismo que fue parcialmente compensado por el incremento en el costo de ventas, como se explica en los párrafos anteriores.

Gastos de comercialización

Los gastos de comercialización ascendieron a US\$20,7 millones durante el 2018, comparado con los US\$13,3 millones durante el 2017, que fueron equivalentes al 6% y 7% de nuestros ingresos por ventas, respectivamente. Este incremento se debe principalmente por los mayores gastos relacionados con las adquisiciones del 3,85% adicional de las concesiones Entre Lomas, Bajada del Palo y Agua Amarga y los bloques JDM-Medanito en el año 2018.

Gastos generales y de administración

Los gastos generales y de administración ascendieron a US\$12,4 millones durante el 2018 comparado con US\$6,8 millones durante el 2017, que fueron equivalentes al 4% y 3% de nuestro total de ingresos por ventas, respectivamente. Este incremento se debe principalmente por (i) mayores gastos aportados por la adquisición del 3,85% adicional de las concesiones Entre Lomas, Bajada del Palo y Agua Amarga y los bloques JDM-Medanito y (ii) un aumento en los honorarios y compensaciones por servicios, salarios y cargas de seguridad social, beneficios a los empleados y gastos por pagos en acciones durante el 2018.

Gastos de exploración

Los gastos de exploración disminuyeron a US\$0,2 millones durante el año 2018, comparado con US\$1 millón durante el 2017. Esta disminución se debió principalmente a una disminución en la actividad de exploración durante el 2018.

Otros ingresos operativos

Los otros ingresos operativos disminuyeron a US\$1,6 millones durante el 2018, comparado con US\$17,8 millones durante el 2017. Esta disminución se debió principalmente a la compensación recibida en 2017 por US\$16,9 millones relacionados con el programa de inyección de gas excedente.

Otros gastos operativos

Los otros gastos operativos ascendieron a US\$20,5 millones durante el 2018, comparado con una ganancia de US\$0,2 millones durante el 2017. Este aumento se debió principalmente a los gastos de reestructuración de US\$10,3 millones, a la constitución de provisión por remediación ambiental de US\$ 1,2 millones y un ajuste por impairment de US\$8,5 millones durante el 2018, en comparación con un recupero de US\$ 5,3 millones durante el 2017.

Utilidad operativa

La utilidad operativa ascendió a US\$55,2 millones durante el 2018, comparado con US\$20,6 millones durante el 2017, que fueron equivalentes al 17% y 10% de nuestro total de ingresos por venta, respectivamente. Este aumento se debió principalmente a las razones expuestas en los párrafos anteriores.

Ingresos por Intereses

Los intereses por intereses ascendieron a US\$7,3 millones durante el 2018 comparado con US\$0,2 millones durante el 2017. Este aumento se debió principalmente a los US\$6,7 millones de ingresos por intereses financieros devengados durante el año 2018 derivadores de préstamos con Apco Oil & Gas S.A.U.

Gastos por Intereses

Los gastos por intereses ascendieron a US\$10,7 millones durante el 2018, mientras que durante el 2017 los gastos por intereses han sido cercanos a cero. Este aumento se debe principalmente a los US\$10,5 millones de intereses devengados durante el 2018 por el préstamo financiero puente, que fue cancelado en su totalidad en julio de 2018, y el Préstamo Sindicado.

Otros resultados financieros

Los otros resultados financieros ascendieron a US\$0,3 millones de pérdida durante el 2018, comparado con US\$0,4 millones de pérdida durante el 2017. Este aumento se debió, principalmente al efecto del descuento del crédito relacionado con el programa de inyección de gas excedente de US\$2 millones de pérdida, el efecto de reversa del descuento del pasivo asociado al taponamiento de pozos de US\$0,9 millones de pérdida y el costo asociado a la cancelación anticipada de los préstamos puente de US\$0,7 millones de pérdida, parcialmente compensado por una diferencia de cambio neta de US\$2,2 millones de ganancia durante el 2018, en comparación con US\$1,5 millones de pérdida durante el 2017.

Utilidad antes de impuestos

La utilidad antes de impuestos ascendió a US\$51,6 millones para el 2018, en comparación con la utilidad de US\$20,3 millones para el 2017. Este aumento se debió principalmente a las razones expuestas en los párrafos anteriores.

Gasto de impuesto a las ganancias

El gasto por impuesto a las ganancias ascendió a US\$51,6 millones durante el 2018, comparado con US\$6,4 millones durante el 2017. Este incremento se debe principalmente por (i) un aumento en el gasto por impuesto a las ganancias corriente, que pasó de US\$16 millones en el 2017, a US\$38,9 millones en el año 2018 y (ii) un aumento en el gasto por impuesto a las ganancias diferido, el cual pasó de una ganancia de US\$9,6 millones en el 2017, a una pérdida de US\$12,6 millones en el 2018, siendo ambos incrementos derivados principalmente de la utilidad gravable adicional generada por las adquisiciones del 3,85% de los bloques mencionados y JDM-Medanito y la devaluación del Peso en comparación con el dólar estadounidense, principalmente durante el segundo y tercer trimestre del 2018, la cual derivó en mayores cargos por impuesto a las ganancias diferido, principalmente en relación con las propiedades, planta y equipo como consecuencia de un aumento de la diferencia temporaria entre la base imponible y el valor contable de los activos no monetarios. Este efecto se debe a la base imponible de la Compañía, la cual se determina en una moneda (Peso) diferente a nuestra moneda funcional

(Dólar) y, consecuentemente, las fluctuaciones en el intercambio entre estas dos monedas dan lugar a diferencias temporales bajo NIIF.

(Pérdida) / Utilidad neta período

La (pérdida) / utilidad neta período fue cercana a cero durante el 2018, comparada con una utilidad neta de US\$13,9 millones durante el 2017. Esta disminución se debió principalmente a las razones expuestas en los párrafos anteriores.

Deuda

Al 31 de marzo de 2019 teníamos deuda insoluta por un total de US\$335,2 millones.

El 19 de julio de 2018 Vista Argentina como acreditada, Vista S.A.B., Vista Holding I, APCO Argentina y APCO International como garantes, y un sindicato de bancos, celebraron un contrato de préstamo sindicado por un monto principal total de US\$300 millones (el “**Préstamo Sindicado**”).

El Préstamo Sindicado consiste en (i) un tramo a cinco años que devenga intereses a tasa fija y (ii) un tramo que devenga intereses a tasa variable. El 19 de julio de 2018 Vista Argentina solicitó un desembolso por US\$300 millones al amparo del Préstamo Sindicado. Los recursos derivados de los créditos se utilizaron para (i) liquidar íntegramente todos los préstamos bancarios, obligaciones, intereses, comisiones, costos y gastos insolutos relacionados con el contrato de Crédito Puente por US\$260 millones celebrado el 4 de abril de 2018 entre Vista como acreditada, Vista Argentina, Vista Holding I, APCO Argentina, APCO International y Vista Holding II como garantes, y un sindicato bancario; (ii) fines corporativos de carácter general; y (iii) pagar las comisiones, costos y gastos relacionados con la transacción.

El Préstamo Sindicado es una línea de crédito sin garantía real que está sujeta al pago de amortizaciones semestrales a partir del vencimiento del período de 18 meses siguiente a la fecha de desembolso. El 22 de octubre de 2018 Vista Holding II se adhirió al Préstamo Sindicado como garante; y el 31 de octubre de 2018 APCO Oil & Gas S.A.U., en su carácter de Compañía Sucesora de APCO International, asumió las obligaciones de esta última bajo la Garantía.

El 10 de junio de 2019, Vista Argentina, Vista S.A.B., Vista Holding I, APCO Argentina, APCO International y Vista Holding II celebraron un convenio modificatorio (el “**Primer Modificador**”) al Contrato de Préstamo Sindicado con ciertos acreditantes que constituyen los acreditantes necesarios bajo el Préstamo Sindicado y con Itaú Unibanco S.A., Nassau Branch, como agente administrativo. Entre otras cosas, el Primer Modificador nos brinda a nosotros, a los demás Garantes y a Vista S.A.B. flexibilidad adicional para realizar ciertas inversiones en otros prestatarios y en terceros (sujeto a ciertos límites).

El 14 de marzo de 2019, Vista Argentina celebró un contrato de préstamo con Banco Macro S.A. por un monto de US\$15.000.000 por plazo de 180 días devengando intereses a una tasa anual de 6,75%. Además, en la misma fecha, Vista Argentina celebró un contrato de préstamo con Banco Itaú Argentina S.A. por un monto de US\$10.000.000 a un plazo de 210 días, devengando intereses a una tasa anual del 6,50%. Por último, el 29 de marzo de 2019, Vista Argentina suscribió tres contratos de préstamo con el Banco de la Ciudad de Buenos Aires por un monto de US\$1.500.000, US\$1.500.000 y US\$7.000.000, respectivamente. El plazo para los dos primeros préstamos fue de 180 días y la tasa de interés anual fue del 8% y 0%, respectivamente. El plazo para este último es de 360 días y devenga intereses a una tasa de interés anual del 7%.

El 13 de mayo de 2019, Vista Argentina celebró un contrato de crédito con BBVA Banco Francés S.A. por un monto de US\$10.000.000 a un plazo de 85 días, devengando intereses a una tasa anual del 4,1%. El 14 de mayo de 2019, Vista Argentina celebró un contrato de crédito con Banco Macro S.A. por un monto de US\$15.000.000 a un plazo de 60 días, devengando intereses a una tasa anual del 5,5%.

Obligaciones contractuales

La siguiente tabla contiene información acerca de nuestros compromisos bajo nuestros contratos financieros y comerciales durante los plazos indicados, al 31 de diciembre de 2018:

	Menos de 1 año	1 a 3 años	3 a 5 años	Más de 5 años	Total
	(en miles de US\$)				
Préstamo Sindicado ⁽¹⁾	22.848	161.204	197.163	—	381.215
Obligaciones por arrendamientos operativos ⁽²⁾	8.973	9.195	363		18.531
Compromisos de inversión ⁽³⁾	66.793	135.907	—	—	202.700
Pasivos por planes de pensiones para empleados ⁽⁴⁾	743	1.636	1.583	3.869	7.831
Total⁽⁵⁾	99.357	307.942	199.102	3.869	610.277

⁽¹⁾ Representa el principal y los intereses que aún no se devengan que serán pagaderos durante la vigencia del Préstamo Sindicado.

⁽²⁾ Representa a los pagos mínimos de renta bajo los arrendamientos operativos incancelables descritos en la nota 28 a nuestros Estados Financieros Auditados.

⁽³⁾ Compromisos de inversión con las autoridades de conformidad con las concesiones y las operaciones conjuntas.

⁽⁴⁾ Monto estimado de los pagos por concepto de beneficios que prevemos que tendremos que cubrir en los próximos diez años. Las cifras incluidas en la tabla representan los flujos de caja no descontados y, por tanto, no se reconcilian con las obligaciones reportadas al final del año.

⁽⁵⁾ Esta tabla no incluye las concesiones, servidumbres y el canon por explotación pagadero a las provincias.

Desde el 31 de diciembre de 2018, en marzo y mayo de 2019, Vista Argentina ha suscripto ciertos préstamos de corto plazo (conforme se describe arriba), por un monto principal agregado de US\$60.000.000 (Dólares sesenta millones). La Sociedad se encuentra al corriente en el pago del capital e intereses de los citados préstamos.

INFORMACIÓN ADICIONAL

a) Instrumento constitutivo y Estatutos

A continuación se consigna cierta información relacionada con el capital social de la Sociedad, incluidas ciertas disposiciones resumidas de la Ley General de Sociedades, junto con determinadas leyes y reglamentaciones argentinas relacionadas vigentes a la fecha del presente. La presente descripción no pretende ser completa y se encuentra sujeta en su totalidad por referencia al Estatuto, la Ley General de Sociedades y las disposiciones de otras leyes y reglamentaciones aplicables de la Argentina, incluyendo sin carácter limitativo, las Normas de la CNV y del BYMA, al igual que el Acuerdo de Accionistas de la Sociedad.

La Sociedad es una sociedad anónima unipersonal a constituida en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires conforme a las leyes de Argentina, con una duración de 99 años e inscrita ante la IGJ en el Libro N° 49, tomo “A”, con el N° 378, de Estatutos Nacionales con fecha 14 de abril de 1954.

El Estatuto y sus modificaciones fueron inscriptos en el Registro Público de Comercio a cargo de la Inspección General de Justicia de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires al Tomo “A” de Estatutos de Sociedades Anónimas bajo los siguientes números y fechas:

- a) Acta de constitución de la sociedad bajo la denominación “LOS INDIOS S.A. AGRÍCOLA, GANADERA, COMERCIAL, INDUSTRIAL E INMOBILIARIA”, de fecha 13 de julio de 1953, elevada a escritura número 814 de fecha 10 de septiembre del mismo año, pasada por ante el escribano de esta Ciudad, Carlos A. Petracchi, al folio 1830 del Registro 66 de su actuación, inscriptas de manera conjunta en el Registro Público de Comercio el 14 de abril de 1954, bajo el número 378, al folio 405, del libro 49, Tomo A, de Estatutos Nacionales;
- b) Reforma de estatuto elevada a escritura pública Nro. 773 de fecha 27 de julio de 1960, pasada por ante escribano de esta Ciudad, Carlos A. Petracchi, pasada al folio 1960 del registro 66 a su cargo, inscrita ante el Juzgado Nacional de Primera Instancia en lo Comercial de Registro el 27 de octubre de 1960, bajo el número 3.541, al folio 149 del libro 53 Tomo A de Estatutos Nacionales;
- c) Reforma de estatuto social elevada a escritura pública número 150 de fecha 23 de abril de 1969, pasada por ante el escribano de esta ciudad, Francisco S. Fornieles, al folio 477, del Registro 282 a su cargo, inscrita con fecha 8 de julio de 1969 en el Juzgado Nacional de Primera Instancia en lo Comercial de Registro, bajo el número 2760, al folio 359, del Libro 67, Tomo A, de Estatutos Nacionales;
- d) Aumento de Capital – Reforma de estatuto elevada a escritura Nro. 238 de fecha 17 de mayo de 1972, pasada por ante el escribano Guillermo Fornieles al folio 561, del Registro 282 a su cargo, inscripto con fecha 15 de junio de 1972 en el Juzgado Nacional de Primera Instancia en lo Comercial de Registro, bajo el número 2130, al folio 277, del Libro 76, tomo A, de Estatutos Nacionales;
- e) Reforma de estatuto social elevada a escritura pública número 246 de fecha 29 de mayo de 1972, pasada por ante el escribano de esta ciudad, Francisco S. Fornieles, al folio 589 del Registro 282 a su cargo, inscrita con fecha 1 de agosto de 1972 en el Juzgado Nacional de Primera Instancia en lo Comercial de Registro, bajo el número 2.811, al folio 348, del Libro 76, Tomo A, de Estatutos De Sociedades Anónimas Nacionales;
- f) Reforma de estatuto, bajo la anterior denominación “Petrolera Perez Companc Sociedad Anónima Comercial Financiera Inmobiliaria Minera Forestal e Industrial”, elevado a escritura número 229 de fecha 30 de mayo de 1973, pasada por ante el escribano de esta Ciudad, Guillermo F. Fornieles, al folio 680, del Registro 282, inscripto en el Juzgado Nacional de Primera Instancia en lo Comercial de Registro, el 13 de julio de 1973, bajo el número 1.631, al folio 224, del Libro 79, Tomo A, de Estatutos De Sociedades Anónimas Nacionales;
- g) Reforma de estatuto, bajo la anterior denominación “Petrolera Perez Companc Sociedad Anónima Comercial Financiera Inmobiliaria Minera Forestal e Industrial”, elevado a escritura número 237 de fecha 4 de junio de 1973, pasada por ante el escribano de esta Ciudad, Guillermo F. Fornieles, al folio 713, del Registro 282, inscripto en el Juzgado Nacional de Primera Instancia en lo Comercial de Registro, el 27 de febrero de 1975, bajo el número 62, al folio 393, del Libro 80, Tomo A, de Estatutos De Sociedades Anónimas Nacionales;
- h) Reforma de estatuto social elevada a escritura número 220 de fecha 5 de junio de 1974, pasada por ante el escribano Guillermo Fornieles, al folio 796, del Registro 282 de su actuación, inscripto en el Juzgado

Nacional de Primera Instancia en lo Comercial de Registro, el 27 de febrero de 1975, bajo el número 62, al folio 393, del Libro 80, Tomo A, de Estatutos De Sociedades Anónimas Nacionales;

- i) Reforma de estatuto elevada a escritura número 227 de fecha 16 de mayo de 1975, pasada por ante el escribano de esta ciudad, Guillermo Fornieles, al folio 775, del Registro de su actuación, inscripto en el Juzgado Nacional de Primera Instancia en lo Comercial de Registro, el 11 de febrero de 1976 bajo el número 67, al folio 362, del Libro 82, Tomo A, de Estatutos De Sociedades Anónimas Nacionales;
- j) Reforma de estatuto resuelto por Asamblea de fecha 19 de diciembre de 1986, inscripto en la Inspección General de Justicia el 11 de agosto de 1987, bajo el número 5814, del libro 104, Tomo - de Sociedades Anónimas;
- k) Reforma de estatuto resuelta por Asamblea celebrada el día 18 de noviembre de 1992, inscripta ante la Inspección General de Justicia el día 4 de junio de 1993, bajo el número 7.957 del libro 113, tomo A, de S.A.;
- l) Reforma de estatutos resuelta por Asamblea de fecha 14 de agosto de 1996, inscripta en la Inspección General de Justicia bajo el número 10.811, del libro 120, Tomo - de S.A.;
- m) Reforma de estatutos, resuelta por Asamblea de fecha 14 de mayo de 1999, inscripta en la Inspección General de Justicia el 10 de agosto de 1999, bajo el número 11448, del Libro 6, Tomo - de Sociedades por Acciones;
- n) Reforma de estatuto social elevada a escritura número 1.440 de fecha 27 de noviembre de 2000, pasada por ante la escribana María B. Hayes, al folio 5.032, del Registro 282 de su adscripción, inscripto en la Inspección General de Justicia el día 1 de diciembre de 2000 bajo el número 18.042 del Libro 13, Tomo -, de Estatutos De Sociedades por Acciones;
- o) Cambio de denominación social por “PETROLERA ENTRE LOMAS S.A.” y reforma de estatutos resuelta por Asamblea de fecha 19 de junio de 2003, inscripto en la Inspección General de Justicia el 27 de octubre de 2003, bajo el número 15553, del libro 23, Tomo - de Sociedades por Acciones;
- p) Reforma de estatutos resuelto por Asamblea celebrada el 20 de abril de 2017, inscripta en la Inspección General de Justicia el 12 de octubre de 2017, bajo el número 20864, del Libro 86, Tomo - de Sociedades por Acciones;
- q) Reforma de estatutos y designación de autoridades resuelta por Asamblea de fecha 4 de abril de 2018, inscripta en la Inspección General de Justicia el día 15 de mayo de 2018, bajo el número 8606 del libro 89, Tomo - de Sociedades por Acciones;
- r) Reforma de estatutos resuelta por Asamblea de fecha 1° de julio de 2018, inscripta en la Inspección General de Justicia el 18 de febrero de 2019, bajo el número 3430, del libro 93, Tomo - de sociedades por acciones;
- s) Cambio de denominación por la actual, resuelto por Asamblea de fecha 14 de mayo de 2018, inscripta en la Inspección General de Justicia, el 17 de julio de 2018, bajo el número 12.932, del libro 90, Tomo - de Sociedades por Acciones;
- t) Cambio de sede social por la actual, resuelta por reunión de Directorio de fecha 6 de julio de 2018, inscripta en la Inspección General de Justicia el 28 de agosto de 2018, bajo el número 16108, del libro 91, Tomo - de Sociedades por Acciones;
- u) Reforma de estatuto resuelta por Asamblea de fecha 1 de julio de 2018, inscripta en la Inspección General de Justicia el 18 de febrero de 2019, bajo el número 3430, del libro 93, Tomo - de Sociedades por Acciones; y
- v) Reforma de estatuto resuelta por Asamblea de fecha 20 de julio de 2018, inscripta en la Inspección General de Justicia el 11 de abril de 2019, bajo el número 6860, del libro 94, Tomo - de Sociedades por Acciones.
- w) Fusión resuelta por Asamblea de fecha 29 de marzo de 2019, inscripto el 2 de julio de 2019, bajo el número 12508, del libro 95, tomo -, de Sociedades por Acciones.
- x) Reforma de objeto social resuelta por Asamblea de fecha 21 de junio de 2019, inscripto el 5 de julio de 2019, bajo el número 12863, del libro 95, tomo -, de Sociedades por Acciones.

Objeto Social: El artículo Tercero del Estatuto Social de la Sociedad establece que la Sociedad tiene por objeto la realización de las siguientes operaciones: a) Operaciones Comerciales mediante la importación, exportación, compraventa y distribución de productos derivados del petróleo, como así también, el ejercicio o desempeño de representaciones, comisiones, consignaciones y mandatos. b) Operaciones Financieras mediante aportes de capitales a particulares o empresas, para negocios realizados o a realizarse, incluyendo el otorgamiento de garantías, fianzas o avales a favor de terceros; compra venta y administración de acciones, títulos públicos, debentures y demás valores mobiliarios con excepción de las operaciones comprendidas en las prescripciones de la Ley N° 18.071 y las que requieren el concurso público. c) Otorgar préstamos y garantías, incluyendo de manera no taxativa fianzas, avales y/o cualquier otro tipo de garantías, ya sea real o personal, para garantizar deuda y/u obligaciones propias o de terceros. d) Operaciones Inmobiliarias mediante la adquisición, venta, permuta, construcción, fraccionamiento, explotación y arrendamiento de inmuebles urbanos y rurales, incluso las operaciones sobre propiedad horizontal. e) Operaciones Mineras tales como: 1) La explotación, exploración, procesamiento primario y comercialización de sustancias mineras de cualquier clase, de conformidad con las normas del Código de Minería y las demás disposiciones legales que resulten aplicables. 2) La compra-venta, arrendamiento y explotación de equipos de perforación, sus repuestos y accesorios. 3) La elaboración, procesamiento e industrialización, la comercialización y transportes y en general toda actividad industrial o comercial relacionada con los hidrocarburos líquidos, sólidos y gaseosos. f) Operaciones Industriales, mediante la producción, procesamiento y/o conversión industrial de toda clase de productos químicos, petróleo y sus derivados, gas natural, gas de refinería, gases de petróleo licuados, plásticos, sub productos derivados de la industria petroquímica incluyéndose la elaboración de sus materias primas, de productos semiterminados y de aditivos. g) Operaciones Forestales mediante la explotación de bosques, reforestación y la industrialización primaria de productos y subproductos derivados de las mismas. h) Operaciones destinadas a la generación, transformación, transmisión, distribución, compra, venta, importación y exportación de energía eléctrica. Para su cumplimiento la Sociedad tendrá plena capacidad jurídica para realizar todo tipo de actos, contratos y operaciones que se relacionen directa o indirectamente con aquel.

Administración:

Conforme se expone con mayor detalle en el Capítulo “*Datos Sobre Directores, Gerencia, Asesores y Miembros del Órgano de Fiscalización*” del presente Prospecto, la administración de la Sociedad está a cargo de un Directorio compuesto por un mínimo de tres (3) y máximo de quince (15) directores titulares (pudiendo la asamblea designar la misma cantidad o menor número de directores suplentes) que serán elegidos por la asamblea de accionistas de la Sociedad. Los directores son designados por los accionistas por un plazo de tres (3) años, pero mantendrán sus cargos hasta que se designen nuevos directores en la siguiente asamblea de accionistas. El Directorio funciona con la presencia de la mayoría de sus miembros y resuelve por mayoría de votos presentes. El Directorio tiene todas las facultades para, administrar y disponer de los bienes, pudiendo, en consecuencia, celebrar en nombre de la Sociedad toda clase de actos jurídicos que tiendan al cumplimiento del objeto social. La representación legal de la Sociedad corresponde al Presidente o al Vicepresidente en caso de ausencia, remoción o renuncia del titular, o en ausencia de ambos por intermedio de otros dos miembros del Directorio o por intermedio de uno o más apoderados, Directores o no de la Sociedad.

Derechos de Voto. Restricciones.

El Estatuto Social de la Sociedad establece que cada acción ordinaria suscripta de la Sociedad podrá conferir derecho de uno (1) a cinco (5) votos, conforme lo establezca la Asamblea al resolver su aumento.

Conforme a la Ley General de Sociedades, un accionista debe abstenerse en la votación de cualquier resolución en la que los intereses directos o indirectos de la Sociedad estén en conflicto o difieran con los de la sociedad. Si tal accionista votara en dicha resolución, y la resolución en cuestión no hubiera sido aprobada sin el voto del accionista, la resolución podría ser declarada nula por un tribunal y el accionista podría ser responsable por daños y perjuicios frente a la sociedad, otros accionistas y terceros. La Ley General de Sociedades permite el voto acumulativo para elegir hasta un tercio de los puestos vacantes del directorio. Los restantes puestos son elegidos mediante una pluralidad de votos.

En virtud del artículo 244 de la Ley General de Sociedades, todas las asambleas de accionistas, ya sea convocadas en primera o segunda convocatoria, requieren el voto afirmativo de la mayoría de las acciones con derecho a voto para aprobar las siguientes decisiones: liquidación voluntaria anticipada de la sociedad, transferencia del domicilio de la Sociedad al exterior de Argentina, un cambio fundamental en el objeto social de la Sociedad, reintegro total o parcial obligatorio por parte de los accionistas del capital integrado y una fusión o escisión, cuando la Sociedad

no sea la entidad sobreviviente. En tales casos, no se considerará la pluralidad de votos otorgada por una determinada clase de acciones. Asimismo, conforme al artículo 284 de la Ley General de Sociedades, la pluralidad de votos no se aplicará a la elección de síndicos ni miembros de la comisión fiscalizadora, dado que la Ley General de Sociedades permite la elección de hasta un tercio de los puestos vacantes de la comisión fiscalizadora a través del sistema de voto acumulativo en forma similar a la descrita para la elección de los miembros del directorio.

b) Contratos importantes

En los últimos dos (2) ejercicios no se han celebrado contratos importantes distintos de los originados en el curso ordinario de los negocios.

c) Controles de Cambio

Tipo de Cambio

Desde 1991 hasta fines de 2001, la Ley Argentina N°23.928 o Ley de Convertibilidad, estableció un régimen conforme al cual el Banco Central estaba obligado a vender dólares estadounidenses a un tipo de cambio fijo de un peso por dólar estadounidense y tenía que mantener una reserva en moneda extranjera, oro y otros instrumentos por una suma total equivalente a la base monetaria como mínimo, que consiste en moneda en circulación y depósitos en pesos del sector financiero en el Banco Central.

El 6 de enero de 2002, el Congreso de la Nación sancionó la Ley de Emergencia Pública, que puso fin formalmente al régimen de la Ley de Convertibilidad, abandonando formalmente más de 10 años de paridad fija entre el peso y el dólar estadounidense y eliminando el requisito de reservas del Banco Central antes mencionado.

La Ley de Emergencia Pública, que fue prorrogada en forma anual hasta el 31 de diciembre de 2017, otorgaba al gobierno nacional la facultad de fijar el tipo de cambio del peso frente a las monedas extranjeras y a emitir regulaciones relativas al mercado cambiario. Tras un breve período en el cual el gobierno nacional estableció un sistema cambiario dual provisorio conforme a la Ley de Emergencia Pública, se permitió al peso fluctuar libremente frente a otras monedas a partir de febrero de 2002, aunque el Banco Central tuvo potestad para intervenir el mercado de cambios comprando y vendiendo divisas por cuenta propia, una práctica que lleva a cabo regularmente. Desde el 2011 y hasta la asunción del nuevo gobierno, el gobierno argentino había incrementado el control del tipo de cambio y la transferencia de fondos desde y para la Argentina.

Atento a los estrictos controles cambiarios que introdujo el gobierno a partir de fines de 2011, en especial, la adopción de medidas que limitaron el acceso de empresas privadas e individuos a divisas extranjeras (entre ellas, la necesidad de obtener una autorización de la AFIP para acceder al mercado de divisas), el tipo de cambio implícito, según se refleja en las cotizaciones de títulos argentinos negociados en mercados extranjeros, en comparación con sus respectivas cotizaciones en el mercado local, incrementó significativamente respecto al tipo de cambio oficial. La mayoría de las restricciones cambiarias se levantaron en diciembre de 2015 y finalmente se restablecieron los derechos de los residentes argentinos de comprar y remesar fuera de Argentina la moneda extranjera sin establecer un monto límite para la compra de divisas, ni afectación específica o necesidad de autorización previa. Así, desde diciembre de 2015, disminuyó considerablemente el importante diferencial que existía entre el tipo de cambio oficial y el tipo de cambio implícito derivado de transacciones con títulos valores. El 30 de diciembre de 2016, el Banco Central flexibilizó aún más los controles cambiarios mediante la eliminación de la repatriación obligatoria de fondos provenientes de la exportación de servicios. El 4 de enero de 2017, el Ministerio de Economía redujo a cero días la permanencia mínima obligatoria aplicable para (i) el ingreso de fondos al mercado cambiario local proveniente de cierta deuda externa y (ii) cualquier ingreso de fondos al mercado cambiario por parte de no residentes.

Luego de varios años de relativamente moderadas variaciones en el tipo de cambio nominal, en 2012, el peso se depreció un 14% respecto del dólar estadounidense. A ello le siguió, en 2013 una depreciación del 33%, en 2014 una depreciación del 31%, incluyendo una pérdida del 24% en el mes de enero y en 2015 una depreciación del 52%, principalmente luego del levantamiento de las restricciones en el mes de diciembre, luego una depreciación del 21% en 2016 y una depreciación del 17% en el 2017, respectivamente. La Sociedad no puede asegurar que el peso no se deprecie o aprecie nuevamente en el futuro.

Asimismo, el 19 de mayo de 2017, el Banco Central emitió la Comunicación “A” 6244, que entró en vigor el 1 de julio de 2017 y que fue reformada por la Comunicación “A” 6312 del 30 de agosto de 2017, de conformidad

con la cual se establecieron nuevas normas con relación al acceso al mercado cambiario, esencialmente derogando todas las normas previamente dictadas en la materia. De conformidad con esta norma:

- Se estableció el principio de mercado libre de cambio.
- Se mantuvo la obligación de llevar a cabo cualquier operación cambiaria a través de una entidad autorizada.
- Se eliminaron las restricciones relativas a los horarios para operar en el MELC.
- Se mantiene la obligación de los residentes argentinos de cumplir con el “Relevamiento de emisiones de títulos y de otras obligaciones externas del sector privado financiero y no financiero” (Comunicación “A” 3602 y sus disposiciones complementarias) y el relevamiento de inversiones directas (Comunicación “A” 4237 y sus disposiciones complementarias), aún si no hubiera habido ingreso de fondos al MELC ni ningún acceso futuro a éste por las operaciones a ser declaradas.
- La obligación de los residentes argentinos de transferir a Argentina y vender en el Mercado de Cambios los fondos provenientes de sus exportaciones de bienes tenía que cumplirse dentro del plazo aplicable.

El 1 de noviembre de 2017 el Presidente Macri dictó el Decreto N° 893/17 que derogó parcialmente los Decretos N° 2.581/64, N° 1.555/86 y N° 1.638/01, eliminando así la obligación de los residentes argentinos de transferir a Argentina y luego vender en el Mercado Cambiario los fondos provenientes de sus exportaciones de bienes dentro del plazo aplicable. Posteriormente y de conformidad con el Decreto N° 893/17, el Banco Central emitió la Comunicación “A” 6363 fechada 10 de noviembre de 2017 eliminando así la totalidad de las disposiciones relacionadas con la transferencia y venta de fondos provenientes de exportaciones de bienes en el Mercado Cambiario aplicables a residentes argentinos.

Además, el 28 de diciembre de 2017, en virtud de la Comunicación “A” 6401, el Banco Central reemplazó los regímenes de información establecidos por las Comunicaciones “A” 3602 y “A” 4237 con un nuevo régimen unificado para la información al 31 de diciembre de 2017. El régimen de información unificado incluye una declaración anual, cuya presentación será obligatoria para toda persona cuyo flujo total de fondos o saldo de activos y pasivos ascienda a US\$1 millón o más durante el año calendario anterior. Quienes están sujetos a la mencionada obligación de información deberá declarar los siguientes pasivos: (i) acciones y participaciones de capital; (ii) instrumentos de deuda no negociables; (iii) instrumentos de deuda negociables; (iv) derivados financieros y (v) estructuras y terrenos.

Mediante el Decreto N°27/2018 con fecha 11 de enero de 2018, con el objetivo de brindar una mayor flexibilidad al sistema, favorecer la competencia, permitiendo el ingreso de nuevos operadores al mercado de cambios y reducir los costos que genera el sistema, se estableció el mercado libre de cambios, reemplazando la figura del MULC. A través del MELC se cursarán las operaciones de cambio que sean realizadas por las entidades financieras y las demás personas autorizadas por el Banco Central para dedicarse de manera permanente o habitual al comercio de la compra y venta de monedas y billetes extranjeros, oro amonedado o en barra de buena entrega y cheques de viajero, giros, transferencias u operaciones análogas en moneda extranjera.

En virtud de la comunicación “A” 6443 del Banco Central, la cual entró en vigencia el 1 de marzo de 2018, las empresas de cualquier sector que operen de manera habitual en el MELC podrán funcionar como agencia de cambios con el único requisito de inscribirse en forma electrónica en el “Registro de operadores de cambio”. Para conocer una descripción detallada de la totalidad de las restricciones y controles cambiarios sobre flujo de capitales vigentes a la fecha del presente, los inversores pueden consultarlos en el sitio de Internet sobre información legislativa del Ministerio de Justicia y Derechos Humanos o el Banco Central.

Salvo que se indique lo contrario, se han convertido los montos en dólares estadounidenses en este Prospecto (i) al 31 de diciembre de 2018 que era el tipo de cambio mayorista publicado por el Banco Central y respecto del ejercicio cerrado en dicha fecha al tipo de cambio de Ps.38,57 por US\$1,00; y (ii) al 31 de diciembre de 2017 que era el tipo de cambio mayorista publicado por el Banco Central y respecto del ejercicio cerrado en dicha fecha al tipo de cambio de Ps.18,649 por US\$1,00.

El 1° de octubre de 2018 el Banco Central anunció la implementación del nuevo esquema de política monetaria, con el fin de controlar la inflación y recuperar un ancla nominal para la economía. El mismo consiste en el compromiso de no aumentar la base monetaria hasta junio de 2019, ajustándola a la estacionalidad de los meses de diciembre y junio, cuando se incrementa la demanda de dinero. Las metas monetarias se implementan a través de operaciones de LELIQs con los bancos sumado al manejo de los mínimos de liquidez exigibles y al desarme del stock de LEBAC. El Banco Central se comprometió a mantener la tasa mínima de LELIQ cercana al 60%. Se

definen, además, zonas de intervención y no intervención en el mercado de cambio, ajustándose la cota superior e inferior de los límites hasta un 3% de forma periódica durante 2018 y 2% durante 2019. El 29 de abril de 2019, el COPOM decidió implementar nuevas medidas en la política monetaria, a los efectos de reducir la volatilidad cambiaria. De acuerdo con este esquema: (i) sujeto a las condiciones del mercado, el Banco Central podrá intervenir y vender dólares estadounidenses en el mercado cambiario, incluso si el tipo de cambio fuera inferior a \$51,448, y (ii) si el tipo de cambio superara los \$51,448, el Banco Central podrá vender moneda extranjera por hasta un monto máximo de US\$250 millones diarios. Además, el Banco Central podría decidir intervenciones adicionales. Los Pesos que resulten de tales ventas serán descontados de la base monetaria. Además, el COPOM confirmó que el Banco Central no intervendrá en el mercado cambiario si el tipo de cambio fuera inferior a \$39,755.

La siguiente tabla establece el tipo de cambio anual alto, bajo, promedio y de cierre de período correspondiente a los períodos indicados, expresado en pesos según el dólar estadounidense y ajustado por inflación.

	<u>Alto⁽¹⁾</u>	<u>Bajo⁽¹⁾</u>	<u>Promedio⁽²⁾</u>	<u>Cierre del Período</u>
Ejercicio cerrado el 31 de diciembre,				
2012	4,9173	4,3048	4,5515	4,9173
2013	6,5180	4,9228	5,4798	6,5180
2014	8,5555	6,5430	8,1188	8,5520
2015	13,7633	8,5537	9,2689	13,0050
2016	16,0392	13,0692	14,7794	15,8502
2017	18,8300	15,1742	16,5567	18,7742
2018	40,8967	18,4158	28,0937	38,5700
Mes Finalizado de 2019				
Enero	37,9333	37,0350	37,4069	37,0350
Febrero	40,0400	37,1967	38,4086	38,9983
Marzo	43,6983	39,445	41,3624	43,3533
Abril	45,6333	41,5617	43,2338	44,0100
Mayo	44,4233	45,5667	44,9332	44,8700
Junio	44,9800	42,3050	43,7894	42,8433

Fuente: Tipos de Cambio de Referencia del Banco Central (Comunicación "A" 3500 del Banco Central).

Notas:

- (1) Los tipos de cambio son los diarios altos y bajos reales correspondientes a cada período.
- (2) El tipo de cambio promedio anual se calcula como el promedio de los tipos de cambio el último día de cada mes durante el período. El tipo de cambio mensual promedio se calcula en forma diaria respecto de cada mes.

d) Carga Tributaria

*El siguiente es un resumen general de ciertas consecuencias impositivas de Argentina relacionadas con una inversión en las Obligaciones Negociables. La descripción se incluye para fines de información general únicamente y se basa en las leyes y reglamentaciones impositivas argentinas vigentes a la fecha de este Prospecto. Cabe destacar que el 29 de diciembre de 2017 se publicó en el Boletín Oficial la Ley N° 27.430 (la "**Ley de Reforma Tributaria**"), que introdujo diversas modificaciones al régimen tributario anterior. El 9 de abril de 2018 se publicó en el Boletín Oficial el Decreto N° 279/2018, mientras que el 12 de abril de 2018 se publicó la Resolución General AFIP N° 4227/2018 que reglamentan la Ley de Reforma Tributaria con respecto al impuesto a las ganancias aplicable a las ganancias obtenidas por Beneficiarios del Exterior (según se definen a continuación) provenientes de operaciones financieras, entre otras cuestiones. El 27/12/2018 se publicó en el Boletín Oficial el Decreto N°1170/2018, reglamentario de La ley de Impuesto a las Ganancias. Este resumen incluye las modificaciones introducidas en virtud de la Ley de Reforma Tributaria; no obstante, esta descripción no incluye todas las consecuencias impositivas posibles relacionadas con una inversión en las Obligaciones Negociables. Si bien consideramos que esta descripción es una interpretación razonable de las leyes y reglamentaciones argentinas vigentes a la fecha de este Prospecto, no podemos asegurar que los tribunales o las autoridades fiscales responsables de la administración de dichas leyes estarán de acuerdo con esta interpretación o que no ocurrirán modificaciones en dichas leyes, las que inclusive podrían tener efectos retroactivos.*

Se aconseja a los compradores potenciales de las Obligaciones Negociables consultar a sus propios asesores impositivos sobre las consecuencias derivadas de una inversión en las Obligaciones Negociables conforme a las leyes impositivas de su país de residencia (incluyendo Argentina).

Impuesto a las Ganancias

Intereses

a) Personas humanas y sucesiones indivisas residentes en el país

Para los ejercicios fiscales o años fiscales que se inicien a partir del 1 de enero de 2018, inclusive, los intereses de las obligaciones negociables y los resultados provenientes de operaciones de compraventa, cambio, permuta, o disposición de obligaciones negociables obtenidos por personas humanas residentes en Argentina y sucesiones indivisas radicadas en Argentina se encuentran gravados por el Impuesto a las Ganancias. Así, las ganancias obtenidas en concepto de intereses o rendimientos y/o las ganancias de capital por la venta de obligaciones negociables realizadas por esos sujetos quedan alcanzadas a una alícuota del 5% (en caso de valores en moneda nacional sin cláusula de ajuste) o del 15% (en caso de valores en moneda nacional con cláusula de ajuste o en moneda extranjera). Conforme el sexto artículo agregado a continuación del artículo 90 de la Ley de Impuesto a las Ganancias, cuando personas humanas residentes en la Argentina y sucesiones indivisas radicadas en la Argentina obtengan rendimientos producto de la colocación de capital en Obligaciones Negociables y ganancias de capital producto de su enajenación, podrán efectuar una deducción especial por un monto equivalente al mínimo no imponible definido en el inciso a) del artículo 23 de la Ley e Impuesto a las Ganancias por período fiscal y que se proporcionará de acuerdo a la renta atribuida a cada uno de esos conceptos. El cómputo del monto indicado no podrá dar lugar a quebranto y tampoco podrá considerarse en períodos fiscales posteriores, de existir, el remanente no utilizado.

La ganancia bruta por la enajenación de las obligaciones negociables realizada por personas humanas residentes en Argentina y/o por sucesiones indivisas radicadas en Argentina se determina deduciendo del precio de transferencia el costo de adquisición. De tratarse de valores en moneda nacional con cláusula de ajuste o en moneda extranjera, las actualizaciones y diferencias de cambio no son consideradas como integrantes de la ganancia bruta.

Para la determinación de la ganancia bruta en el caso de obligaciones negociables cuyas ganancias por enajenación hubieran estado exentas o no gravadas con anterioridad a la entrada en vigencia de la Reforma Tributaria, el costo a computar es el último precio de adquisición o el último valor de cotización de los valores al 31 de diciembre de 2017, el que fuera mayor.

La Resolución General (AFIP) 4190-E establece que para las personas humanas residentes y las sucesiones indivisas radicadas en la Argentina, no será de aplicación el régimen de retención establecido por la Resolución General (AFIP) 830 en relación a los intereses obtenidos como consecuencia de la tenencia de las Obligaciones Negociables.

Tratándose de personas humanas residentes y sucesiones indivisas radicadas en Argentina, la Ley N°27.430 creó reglas específicas que: (i) regulan los procedimientos de imputación de las ganancias provenientes de valores que devenguen intereses o rendimientos, tales como las Obligaciones Negociables, y (ii) limitan la posibilidad de compensar los quebrantos o ganancias derivados de dichas inversiones previstas en el Capítulo II, Título IV de la ley de impuesto a las ganancias con ganancias o pérdidas generadas en otras operaciones. En el caso de personas humanas residentes y sucesiones indivisas radicadas en Argentina, los quebrantos específicos pueden compensarse exclusivamente con ganancias futuras derivadas de la misma fuente y clase (entendiéndose por “clase” al conjunto de ganancias comprendidas en cada uno de los artículos del Capítulo II, Título IV de la ley de impuesto a las ganancias. Los inversores deberán considerar las disposiciones que les resulten aplicables según su caso concreto.

El Decreto N°1170/2018 ofrece la opción de afectar los intereses del período fiscal 2018 al costo computable del título que los generó, en cuyo caso el mencionado costo deberá disminuirse en el importe del interés o rendimiento afectado.

La Resolución General N°4394 de la AFIP implementa un régimen de información para la renta financiera mediante el cual deberá presentarse una declaración jurada por medio de la cual los bancos, agentes de liquidación y compensación registrados ante la CNV y aquellas sociedades depositarias de fondos comunes de inversión deben informar a sus clientes (personas humanas residentes en la Argentina y sucesiones indivisas radicadas en la Argentina) y al propio fisco nacional cuáles fueron los intereses o rendimientos percibidos por las distintas inversiones que realizaron durante el período fiscal 2018. Complementariamente, la Resolución General N°4395 de la AFIP contiene un cuadro indicativo de la documentación que resulta necesaria para que los contribuyentes

puedan determinar la ganancia neta sujeta al aludido impuesto. Para facilitar el cumplimiento del nuevo impuesto cedular que recae sobre la renta financiera, la AFIP pondrá a disposición, a través del servicio “Nuestra Parte” al que se accede con Clave Fiscal, la información con que cuente respecto de los plazos fijos constituidos y las operaciones realizadas con títulos públicos, obligaciones negociables, cuota partes de fondos comunes de inversión, títulos de deuda de fideicomisos financieros y contratos similares, bonos y demás valores, en cada año fiscal.

De acuerdo a la Resolución General (AFIP) 4298, publicada el 29 de agosto del 2018 en el Boletín Oficial, los agentes de liquidación y compensación registrados en la CNV y las sociedades depositarias de fondos comunes de inversión, deberán cumplir con un régimen de información respecto de las compras y ventas de títulos valores públicos o privados negociados en el país, efectuadas a partir del 1° de enero de 2019.

b) Entidades Argentinas

En lo que refiere a los intereses y ganancias de capital que obtengan las sociedades de capital (en general: las sociedades anónimas —incluidas las sociedades anónimas unipersonales—, las sociedades en comandita por acciones, en la parte que corresponda a los socios comanditarios, y las sociedades por acciones simplificadas del Título III de la Ley N°27.349, constituidas en el país; las sociedades de responsabilidad limitada, las sociedades en comandita simple y la parte correspondiente a los socios comanditados de las sociedades en comandita por acciones, en todos los casos cuando se trate de sociedades constituidas en el país; las asociaciones, fundaciones, cooperativas y entidades civiles y mutualistas, constituidas en el país, en cuanto no corresponda por la ley de Impuesto a las Ganancias otro tratamiento impositivo, las sociedades de economía mixta, por la parte de las utilidades no exentas del impuesto; las entidades y organismos a que se refiere el Artículo 1 de la Ley N°22.016, no comprendidos en los apartados precedentes, en cuanto no corresponda otro tratamiento impositivo en virtud de lo establecido por el Artículo 6 de dicha ley; los fideicomisos constituidos en el país conforme a las disposiciones del Código Civil y Comercial de la Nación, excepto aquellos en los que el fiduciante posea la calidad de beneficiario (la excepción no será de aplicación en los casos de fideicomisos financieros o cuando el fiduciante-beneficiario sea un sujeto comprendido en el Título V de la ley de Impuesto a las Ganancias); los fondos comunes de inversión constituidos en el país, no comprendidos en el primer párrafo del Artículo 1 de la Ley N°24.083 y sus modificaciones; las sociedades incluidas en el inciso b) del Artículo 49 de la ley de Impuesto a las Ganancias y los fideicomisos comprendidos en el inciso c) del mismo artículo que opten por tributar conforme a las disposiciones aplicables a las sociedades de capital cumpliendo los requisitos exigidos para el ejercicio de esa opción) (las “**Entidades Argentinas**”) tenedoras de Obligaciones Negociables, dichos intereses y/o resultados por compraventa, cambio, permuta o disposición de Obligaciones Negociables también estarán alcanzados por el Impuesto a las Ganancias. La Ley de Reforma Tributaria, que fuera promulgada y publicada en el Boletín Oficial el día viernes 29 de diciembre de 2017, introdujo significativas modificaciones a la legislación impositiva hasta entonces vigente en Argentina. Entre tales cambios introdujo una reducción de la alícuota corporativa aplicable a las sociedades capital (i.e., alícuota del 30% para ejercicios fiscales que se inicien a partir del primero de enero de 2018 y hasta el 31 de diciembre de 2019 y del 25% para ejercicios fiscales que se inicien a partir del primero de enero de 2020 y siguientes) y se prevé una retención adicional al momento en que dichas sociedades distribuyan dividendos o utilidades.

La Ley N°27.430 establece normas específicas para la imputación de la ganancia proveniente de valores negociables que devenguen intereses y rendimientos. Asimismo, la Ley de Reforma Tributaria establece la existencia de quebrantos específicos por determinado tipo de inversiones y operaciones dependiendo del sujeto que las realice. Los inversores deberán considerar las disposiciones que les resulten aplicables según su caso concreto.

La ganancia bruta por la enajenación de las Obligaciones Negociables realizada por las Entidades Argentinas se determina deduciendo del precio de transferencia el costo de adquisición.

c) Beneficiarios del Exterior

Por último, la Ley de Reforma Tributaria establece que tanto los intereses de Obligaciones Negociables como las ganancias de capital obtenidas de la compraventa, cambio, permuta o disposición de Obligaciones Negociables que obtienen los sujetos comprendidos en el Título V de la Ley de Impuesto a las Ganancias, que se refiere a personas físicas, sucesiones indivisas o personas de existencia ideal residentes en el extranjero que obtengan una renta de fuente argentina (los “**Beneficiarios del Exterior**”) se encuentran exentos del impuesto a las ganancias en virtud de lo dispuesto por el inciso w) del artículo 20 de la Ley de Impuesto a las Ganancias, en la medida que (i) se trate de obligaciones negociables a que se refiere el Artículo 36 de la Ley de Obligaciones Negociables; (ii) que los Beneficiarios del Exterior no residan en jurisdicciones no cooperantes ni los fondos invertidos provengan de jurisdicciones no cooperantes (ver definición *infra*).

En relación a esta exención se establece que la CNV está facultada a reglamentar y fiscalizar, en el ámbito de su competencia, las condiciones establecidas en el artículo 20 inciso w) de la Ley de Impuesto a las Ganancias de conformidad con la Ley de Mercado de Capitales.

De conformidad con el Artículo 36 de la ley de Obligaciones Negociables, la exención aplicará en la medida que se cumplan los siguientes requisitos y condiciones (los “**Requisitos y Condiciones de Exención**”):

- (i) se trate de emisiones de obligaciones negociables que sean colocadas por oferta pública, contando para ello con la respectiva autorización de la CNV;
- (ii) los fondos a obtener mediante la colocación de las Obligaciones Negociables deberán ser utilizados por el emisor para: (i) inversiones en activos físicos y bienes de capital situados en Argentina, (ii) adquisición de fondos de comercio situados en el país, (iii) la integración de capital de trabajo en Argentina, (iv) la refinanciación de pasivos, (v) la integración de aportes de capital en sociedades controladas o vinculadas al emisor, y/o (vi) la adquisición de participaciones sociales y/o financiamiento del giro comercial de su negocio, siempre que los fondos derivados de la misma se apliquen a los destinos antes especificados.
- (iii) el emisor deberá acreditar ante la CNV, en el tiempo y forma que determinen las reglamentaciones aplicables, que los fondos obtenidos de la oferta de las Obligaciones Negociables fueron utilizados para cualquiera de los fines descriptos en el apartado (ii) anterior.

En caso que la Emisora fuera una entidad financiera en el marco de la Ley de Entidades Financieras (según éste término que se define más abajo), los fondos podrán ser destinados al otorgamiento de préstamos a los que los prestatarios deberán darle el destino a que se refiere el punto (ii). En este supuesto, será la entidad financiera la que deberá acreditar el destino final de los fondos en la forma que determine la CNV.

Si la emisión no cumple con los Requisitos y Condiciones de Exención, el Artículo 38 de la Ley de Obligaciones Negociables establece que decaerán los beneficios resultantes del tratamiento impositivo previsto en esa ley y, por ende, la emisora será responsable del pago de los impuestos que hubiera correspondido a los tenedores. En tal caso, el emisor debería tributar, en concepto de Impuesto a las Ganancias, la tasa máxima prevista en el artículo 90 de la Ley de Impuesto a las Ganancias sobre el total de la renta devengada a favor de los inversores. La AFIP reglamentó mediante la Resolución General N°1516/2003, modificada por la Resolución General N°1578/2003, el mecanismo de ingreso del Impuesto a las Ganancias por parte de la emisora en el supuesto en que se entienda incumplido alguno de los requisitos del artículo 36 de la Ley de Obligaciones Negociables.

Para los Beneficiarios del Exterior no rigen las disposiciones contenidas en el artículo 21 de la ley de impuesto a las ganancias que subordina la aplicación de exenciones o desgravaciones totales o parciales del impuesto a las ganancias a que ello no resulte en una transferencia de ingresos a fiscos extranjeros. Por tal razón, la aplicación de la exención expuesta previamente no dejará de obrar en aquellos supuestos en los que por la misma pueda resultar una transferencia de ingresos a fiscos extranjeros.

En el caso de Beneficiarios del Exterior que residan en jurisdicciones no cooperantes o los fondos provengan de jurisdicciones no cooperantes, el Decreto N°279/2018, dispone que corresponderá aplicar la alícuota del 35% prevista en el artículo 91 de la Ley de Impuesto a las Ganancias a la ganancia derivada de los rendimientos o intereses provenientes de las Obligaciones Negociables (por lo tanto, no exenta bajo el artículo 20 w) previamente mencionado). La referida alícuota resultará de aplicación sobre el 100% de los intereses percibidos por el Beneficiario del Exterior residente en jurisdicciones no cooperantes o cuyos fondos provengan de jurisdicciones no cooperantes, excepto que: (i) el Beneficiario del Exterior fuera una entidad financiera supervisada por su respectivo banco central o autoridad equivalente y (ii) esté radicada en jurisdicciones cooperantes o no calificadas como de baja o nula tributación que hayan suscripto con la República Argentina convenios de intercambio de información y, por aplicación de sus normas internas, no pueda alegarse secreto bancario, bursátil o de otro tipo, ante el pedido de información del respectivo fisco. En dicho caso, la referida alícuota del 35% resultaría de aplicación sobre el 43% del monto bruto de intereses pagados. Similar tratamiento correspondería si el emisor fuera una entidad financiera argentina regida por la Ley 21.526.

Asimismo, de no aplicar la exención sobre las ganancias derivadas de la enajenación de las Obligaciones Negociables obtenidas por un Beneficiarios del Exterior, quedará alcanzada por lo establecido en el inciso h) del artículo 93 de la citada ley.

Conforme lo dispone la Resolución General 4227/2018, en caso de no proceder la exención deberá actuar como agente de retención del impuesto el sujeto pagador de los intereses que generen las Obligaciones Negociables. En caso de enajenación, cuando la titularidad de las Obligaciones Negociables corresponda a un sujeto del exterior y el adquirente sea un sujeto residente en Argentina, éste último deberá actuar como agente de retención e ingresar

el impuesto. En cambio, cuando la titularidad de las Obligaciones Negociables corresponda a un sujeto del exterior, y el adquirente sea también una persona humana o entidad del exterior, el ingreso del impuesto estará a cargo del beneficiario del exterior a través de su representante legal domiciliado en el país. A tales efectos, resultará de aplicación la alícuota de que se trate sobre la ganancia determinada de conformidad con lo dispuesto anteriormente. Destacamos que según el Decreto N°279/2018, en los casos en que las operaciones se efectúen entre Beneficiarios del Exterior y el enajenante no posea un representante legal domiciliado en el país, el impuesto deberá ser ingresado directamente por el sujeto enajenante.

Impuesto sobre los Bienes Personales (“IBP”)

Las personas físicas domiciliadas en Argentina y las sucesiones indivisas allí radicadas, por los bienes ubicados en Argentina y en el exterior, se encuentran obligadas al pago de un impuesto anual sobre los bienes personales situados en el país y en el exterior (tales como las Obligaciones Negociables) respecto de los cuales fueran titulares al 31 de diciembre de cada año. Las personas humanas domiciliadas en el exterior y las sucesiones indivisas radicadas en el exterior sólo tributan IBP por sus bienes situados en Argentina. Se considera que las obligaciones negociables están situadas en el país cuando el domicilio real del deudor esté ubicado en Argentina.

De conformidad con la Ley N°27.480 se determinan nuevos mínimos no imponibles y alícuotas para IBP aplicables a personas humanas domiciliadas en la Argentina y sucesiones indivisas radicadas en Argentina. Así, el IBP grava ciertos activos imponibles mantenidos al 31 de diciembre de cada año. Las alícuotas aplicables al gravamen a ingresar por personas humanas domiciliadas en la Argentina y sucesiones indivisas radicadas en Argentina con activos sujetos al impuesto por un valor que exceda el mínimo no imponible (bienes no incluidos en el artículo agregado a continuación del artículo 25 de la Ley de Bienes Personales cuyo valor en conjunto sea igual o inferior Ps.2.000.000,00 o inmuebles destinados a casa-habitación cuyo valor sea igual o inferior a Ps.18.000.000,00) serán las siguientes: (a) 0,25% hasta \$3.000.000 inclusive; (b) 0,50% + Ps.7.500 desde el excedente de Ps.3.000.000 hasta Ps.18.000.000 inclusive; y, (c) 0,75% + Ps.82.500 desde el excedente de Ps.18.000.000.

Las personas humanas domiciliadas en el exterior y las sucesiones indivisas radicadas en el exterior, por los bienes situados en el país, estarán sujetas a las alícuotas de: (i) para el año 2017, 0,50%; (ii) para el año 2018 y siguientes, 0,25%, en ambos casos sobre el valor de los bienes sujetos al impuesto; estableciéndose, sin embargo, que no corresponderá el ingreso del impuesto cuando su importe sea igual o inferior a Ps.255,75.

El impuesto se aplica (i) en el caso de obligaciones negociables con cotización, sobre el valor de mercado de las obligaciones negociables; y (ii) en el caso de obligaciones negociables sin cotización, sobre los costos de adquisición con más los intereses devengados, ajustes y variaciones cambiarias. En ambos casos, el valor se establece al 31 de diciembre de cada año calendario.

Si bien las Obligaciones Negociables en poder de personas físicas domiciliadas o sucesiones indivisas radicadas fuera de Argentina técnicamente estarían sujetas al IBP, el procedimiento para el cobro de este impuesto no ha sido establecido en la Ley de IBP (Artículos aplicables de la Ley N°23.966 y sus modificatorias), reglamentada por el Decreto N°127/96 (y sus modificaciones). El sistema de “obligado sustituto” establecido en el párrafo primero del Artículo 26 (una persona humana, ideal o sucesión indivisa domiciliada o residente en el país que tenga el condominio, posesión, uso, goce, disposición, depósito, la tenencia, custodia, administración o guarda de bienes) no se aplica a las Obligaciones Negociables (párrafo tercero del Artículo 26 de la Ley de IBP).

La Ley de IBP establece como presunción legal irrefutable que las obligaciones negociables emitidas por emisores privados argentinos, de titularidad directa de entidades extranjeras que (a) se encuentren domiciliadas en una jurisdicción que no exige que las acciones o títulos privados sean detentados en forma nominativa y (b) que (i) de conformidad con sus estatutos o su naturaleza jurídica, estén únicamente autorizadas a realizar actividades de inversión fuera de la jurisdicción de su lugar de constitución y/o (ii) no les esté permitido realizar ciertas actividades autorizadas en sus propios estatutos o por la ley aplicable en su jurisdicción de constitución, se considerarán que son de titularidad de personas físicas o sucesiones indivisas domiciliadas o radicadas en el país, encontrándose, en consecuencia, sujetas al pago del IBP. En esos casos, la ley impone la obligación de abonar el IBP a una alícuota incrementada en un 100% para el emisor privado argentino (el “**Obligado Sustituto**”). De conformidad con la Ley de IBP, el Obligado Sustituto está autorizado a obtener el reintegro del importe abonado en la forma antes descripta, incluso reteniendo o ejecutando directamente los bienes que dieron origen a dicho pago.

La presunción legal precedente no se aplica a las siguientes entidades extranjeras que sean titulares directas de títulos valores: (a) compañías de seguros; (b) fondos abiertos de inversión; (c) fondos de pensión; y (d) entidades bancarias o financieras cuyas casas matrices estén constituidas o radicadas en países cuyos bancos centrales u

organismos equivalentes hayan adoptado los estándares internacionales de supervisión bancaria establecidos por el Comité de Basilea.

El Decreto N° 812/96 del 22 de julio de 1996 y sus modificatorias -decreto reglamentario de la ley del impuesto- establece que la presunción legal antes analizada no se aplicará a los títulos de deuda privados, tal como es el caso de las Obligaciones Negociables, cuya oferta pública haya sido autorizada por la CNV y que se negocien en bolsas ubicadas en Argentina o en el extranjero. A fin de garantizar que esta presunción legal no se aplique a las Obligaciones Negociables y que la emisora no sea responsable por el IBP como Obligado Sustituto, según lo establece la Resolución N° 2.151/06 de la Administración Federal de Ingresos Públicos, la emisora debe conservar una copia certificada de la resolución de la CNV que autoriza la oferta pública de las Obligaciones Negociables y constancia de que dicha autorización se encontraba vigente al 31 de diciembre del año en que corresponda la liquidación del impuesto. Si la AFIP considera que la emisora no cuenta con la documentación que acredite la autorización de la CNV o la aprobación de negociación por parte de las bolsas de valores locales o extranjeras, la emisora será responsable del pago del IBP.

Impuesto al Valor Agregado

De conformidad con el artículo 36 bis de la Ley de Obligaciones Negociables, los pagos de intereses sobre obligaciones negociables están exentos del Impuesto al Valor Agregado en la medida que las Obligaciones Negociables se emitan en cumplimiento de los Requisitos y Condiciones de Exención antes descriptos en la sección correspondiente a Beneficiarios del Exterior. Esta exención también se extenderá a las operaciones financieras y prestaciones relativas a la emisión, suscripción, colocación, transferencia, amortización, intereses y cancelaciones de las obligaciones negociables y sus garantías.

De conformidad con la ley del impuesto al valor agregado, la transferencia de los títulos no está gravada por dicho impuesto aun si no se cumplen los Requisitos y Condiciones de Exención previstos en la sección correspondiente a Beneficiarios del Exterior.

Impuesto a la Ganancia Mínima Presunta

El impuesto a la ganancia mínima presunta (el “IGMP”) grava la titularidad de ciertos activos cuyo valor supere Ps.200.000 al momento del cierre de su ejercicio. Cuando existan activos en el exterior, dicha suma se incrementará en el importe que resulte de aplicarle a la misma el porcentaje que represente el activo gravado del exterior respecto del activo gravado total.

Los sujetos pasivos del IBP son las sociedades anónimas constituidas en Argentina, las asociaciones civiles y fundaciones domiciliadas en Argentina, las empresas o explotaciones unipersonales ubicadas en Argentina pertenecientes a personas allí domiciliadas, las entidades y organismos a que se refiere el artículo 1 de la Ley N° 22.016, los fideicomisos constituidos en Argentina conforme a las disposiciones de la Ley N° 24.441 (excepto los fideicomisos financieros previstos en los artículos 19 y 20 de dicha ley), los fondos comunes de inversión constituidos en el país no comprendidos en el primer párrafo del artículo 1 de la Ley N° 24.083 y sus modificaciones, y los establecimientos estables domiciliados o ubicados en el país pertenecientes a sujetos del exterior.

Las Obligaciones Negociables de titularidad directa de Entidades Argentinas se incluirán en la base imponible de los tenedores al momento de liquidar el pago del IGMP. Este impuesto se grava a una alícuota equivalente al 1 del valor de los bienes de propiedad de las personas antes mencionadas, incluidas las Obligaciones Negociables, cuyo valor supere en conjunto la suma de Ps.200.000.

En el caso de entidades financieras argentinas, de las compañías de seguros sometidas al control de la Superintendencia de Seguros de la Nación y de las sociedades de leasing, cuyo objeto principal sea la dación de bienes en leasing de acuerdo con la Ley N°25.248 y como actividad secundaria realicen exclusivamente actividades financieras, la base imponible del IGMP está constituida por el 20% del valor de sus activos gravados.

El pago del Impuesto a las Ganancias de un determinado ejercicio fiscal se puede acreditar contra el pago del Impuesto a la Ganancia Mínima Presunta exigible en el mismo ejercicio fiscal. Todo excedente del Impuesto a la Ganancia Mínima Presunta abonado puede computarse como un crédito con respecto al Impuesto a las Ganancias exigible dentro de los diez ejercicios fiscales siguientes.

A efectos del IGMP las obligaciones negociables que coticen en bolsas o mercados se valúan al último valor de negociación a la fecha de cierre del ejercicio. Las obligaciones negociables que no coticen en bolsas o mercados se valúan por su costo, incrementado, de corresponder, con los intereses y diferencias de cambio que se hubieren devengado a la fecha indicada.

Los no residentes no se encuentran sujetos a este impuesto por sus inversiones en las Obligaciones Negociables, sean o no colocadas por oferta pública o privada. Únicamente estarán sujetos a este impuesto si se considera que se trata de establecimientos estables domiciliados o ubicados en el país para el desarrollo de actividades en el país pertenecientes a sujetos del exterior. La tenencia de Obligaciones Negociables no es suficiente para considerar la existencia de un establecimiento permanente.

A los fines de este impuesto, el valor imponible de las Obligaciones Negociables se determinará: (i) en base a la última cotización a la fecha de cierre del ejercicio económico en cuestión si las Obligaciones Negociables cotizan en bolsas de valores o mercados públicos, y (ii) a su costo, más el monto de intereses y diferencias cambiarias devengados a la fecha de cierre del ejercicio económico, de corresponder, si las Obligaciones Negociables no cuentan con cotización.

En virtud de lo dispuesto por la Ley N°27.260, el impuesto a la ganancia mínima presunta se deroga para los ejercicios que se inicien a partir del 1 de enero de 2019.

Impuesto sobre los Créditos y Débitos en Cuentas Bancarias

En virtud de la Ley N°25.413, con su modificatoria, se creó un Impuesto sobre los Créditos y Débitos en Cuentas Bancarias (el “ICD”) aplicable sobre: (i) los créditos y débitos efectuados en cuentas abiertas en entidades financieras que se rigen por la Ley N°21.526, y sus modificaciones (la “**Ley de Entidades Financieras**”) cualquiera fuera su naturaleza; (ii) las operatorias que efectúen las entidades financieras referidas en el punto anterior en las que los ordenantes o beneficiarios no utilicen las cuentas allí indicadas, cualquiera sea su denominación, los mecanismos empleados para llevarlos a cabo (incluso a través del movimiento de efectivo) y/o su instrumentación jurídica; y (iii) ciertos movimientos o entregas de fondos, propios o de terceros, realizados por cualquier persona, por cuenta propia o por cuenta y/o a nombre de otra, cualquiera sea el método utilizado para llevarla a cabo.

Si se acreditan montos a pagar respecto de las Obligaciones Negociables (en concepto de capital, intereses u otras sumas) a obligacionistas que no gozan de un tratamiento especial, en cuentas en entidades financieras locales, el crédito correspondiente estará sujeto al impuesto a una alícuota general del 0,6%, a menos que aplique alguna exención.

De acuerdo con el Decreto 380/01 (con sus modificatorias y complementarias), las siguientes operaciones se considerarán gravadas bajo la Ley 25.413: (i) ciertas operaciones realizadas por entidades financieras en las que no se utilicen cuentas abiertas; y (ii) todo movimiento o entrega de fondos, aun cuando fueran realizados en efectivo, que cualquier persona, incluyendo entidades reguladas por la ley de entidades financieras, realice a su nombre o a nombre de un tercero, cualesquiera sean los medios empleados para su formalización. La Resolución 2111/06 de la AFIP establece que movimiento o entrega de fondos son aquellos efectuados mediante sistemas de pago organizados para reemplazar el uso de cuentas bancarias en actividades económicas.

De conformidad con el Decreto N°409/2018 (publicado en el Boletín Oficial el 7 de mayo de 2008) en el caso de titulares de cuentas bancarias sujetos a la alícuota general del 0,6%, el 33% del impuesto determinado y recibido por el agente de retención sobre los montos acreditados y debitados en dichas cuentas podrá computarse como pago a cuenta del Impuesto a las Ganancias y/o el Impuesto a la Ganancia Mínima Presunta o la Contribución Especial sobre el Capital de las Cooperativas. En el caso de titulares de cuentas bancarias sujetas a la alícuota del 1,2%, podrán tomar el 33% del impuesto abonado como pago a cuenta en el Impuesto a las Ganancias y/o el Impuesto a la Ganancia Mínima Presunta o la Contribución Especial sobre el Capital de las Cooperativas. El monto excedente no podrá ser compensado con otros impuestos ni transferido a favor de terceros, solamente podrá ser transferido, para su agotamiento, a otros períodos de los citados impuestos.

En el caso de micro, pequeñas y medianas empresas registradas como tales de acuerdo a lo dispuesto en la legislación argentina, el porcentaje de pago a cuenta en el Impuesto a las Ganancias puede ser mayor, según sea el caso.

Existen exenciones en este impuesto vinculadas con el sujeto y con el destino de las cuentas. Se encuentran exentos del impuesto los movimientos registrados en las cuentas corrientes especiales (Comunicación “A” 3250 del Banco Central) cuando las mismas estén abiertas a nombre de personas jurídicas del exterior y en tanto se utilicen exclusivamente para la realización de inversiones financieras en el país. (Para más información ver artículo 10, inciso (s) del anexo del Decreto N°380/2001 y su adenda por el Decreto N°1.364/04).

Para la procedencia de ciertas exenciones y/o reducciones de alícuota de este impuesto puede ser necesario el cumplimiento del registro de las cuentas bancarias ante la autoridad fiscal (AFIP-DGI) de acuerdo a lo establecido en la Resolución General AFIP N°3900.

La ley 27.432 (promulgada y publicada en el B.O el día 29 de diciembre de 2017), acordó la prórroga de este impuesto hasta el 31 de diciembre del 2022, inclusive. Además, esa norma estableció que el Poder Ejecutivo Nacional podrá disponer que el porcentaje del impuesto previsto en la ley 25.413 y sus modificaciones que a la fecha de entrada en vigencia de esta ley (i.e. 30 de Diciembre de 2017) no resulte computable como pago a cuenta del impuesto a las ganancias, se reduzca progresivamente en hasta un veinte por ciento (20%) por año a partir del 1° de enero de 2018, pudiendo establecerse que, en 2022, se compute íntegramente el impuesto previsto en la ley 25.413 y sus modificaciones como pago a cuenta del impuesto a las ganancias.

Impuesto sobre los Ingresos Brutos

Aquellos inversores que realicen actividades en forma habitual o que puedan estar sujetos a la presunción de habitualidad en cualquier jurisdicción en la cual obtengan sus ingresos por intereses originados en la tenencia de Obligaciones Negociables, o por su venta o transferencia, podrían resultar gravados con este impuesto a tasas que varían de acuerdo con la legislación específica de cada provincia argentina salvo que proceda la aplicación de alguna exención. Ciertas jurisdicciones como la Provincia de Santa Fe, la Ciudad Autónoma de Buenos Aires y la Provincia de Buenos Aires eximen los intereses, actualizaciones devengadas y el valor de venta en caso de transferencia sobre las obligaciones negociables emitidas bajo la Ley de Obligaciones Negociables cuando estuvieran exentas del impuesto a las ganancias.

Conforme las previsiones del Consenso Fiscal suscripto por el Poder Ejecutivo Nacional, los representantes de las Provincias y de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires el 16 de noviembre de 2017 - aprobado por el Congreso Nacional el 21 de Diciembre de 2017 – (el “**Consenso Fiscal**” y/o el “**Consenso**”), las jurisdicciones locales asumieron diversos compromisos en relación a ciertos impuestos que se encuentran bajo su órbita.

En lo que refiere al impacto del Consenso en el Impuesto sobre los Ingresos Brutos, las provincias Argentinas y la Ciudad Autónoma de Buenos Aires asumieron el compromiso de establecer exenciones y aplicar alícuotas máximas para ciertas actividades y períodos.

Los potenciales adquirentes deberán considerar la posible incidencia del impuesto sobre los ingresos brutos considerando las disposiciones de la legislación aplicable que pudiera resultar relevante en función de su caso concreto.

Regímenes de recaudación provincial sobre créditos en cuentas bancarias

Distintos fiscos provinciales (por ejemplo, Santa Fe, Buenos Aires, Corrientes, Córdoba, Tucumán, Provincia de Buenos Aires, Salta, etcétera) han establecido regímenes de percepción del impuesto sobre los ingresos brutos que resultan aplicables a los créditos que se produzcan en las cuentas abiertas en entidades financieras, cualquiera sea su especie y/o naturaleza, quedando comprendidas la totalidad de las sucursales, cualquiera sea el asiento territorial de las mismas.

Estos regímenes se aplican, en general, a aquellos contribuyentes que se encuentran en el padrón que provee mensualmente la Dirección de Rentas de cada jurisdicción.

Las alícuotas a aplicar dependen de cada uno de los fiscos con un rango entre 0,01% y 5%.

Las percepciones sufridas constituyen un pago a cuenta del impuesto sobre los ingresos brutos para aquellos sujetos que son pasibles de las mismas.

Los potenciales adquirentes deberán considerar la posible incidencia del impuesto sobre los ingresos brutos considerando las disposiciones de la legislación aplicable que pudiera resultar relevante en función de su caso concreto. En relación a estos regímenes, al suscribir el Consenso Fiscal las provincias Argentinas y la Ciudad Autónoma de Buenos Aires asumieron el compromiso de establecer un mecanismo de devolución automática al contribuyente del saldo a favor generado por retenciones y percepciones, acumulado durante un plazo razonable, que en ningún caso podrá exceder los 6 (seis) meses desde la presentación de la solicitud efectuada por el contribuyente, siempre que se encuentren cumplidas las condiciones y el procedimiento establecido por las jurisdicciones locales para esa devolución.

Los inversores deberán corroborar la existencia de tales mecanismos dependiendo de la jurisdicción involucrada.

Impuesto de Sellos

El impuesto de sellos es un tributo local, por lo que debería hacerse un análisis específico por cada jurisdicción en particular.

Con respecto a la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, en lo que respecta a las obligaciones negociables, el Artículo 475, inciso 53 del Código Fiscal de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires establece que los actos, contratos y

operaciones, incluyendo entregas o recepciones de dinero, relacionados con la emisión, suscripción, colocación y transferencia de obligaciones negociables emitidas conforme al régimen de las Leyes N°23.576 y 23.962 y sus modificatorias están exentos. Esta exención comprende a los aumentos de capital que se realice para la emisión de acciones a entregar por conversión de las obligaciones negociables emitidas en virtud de las leyes mencionadas en el párrafo anterior, como así también, la constitución de todo tipo de garantías personales o reales a favor de inversores o terceros que garanticen a la emisión, sean anteriores, simultáneas o posteriores a la misma.

Asimismo, el Artículo 475 inciso 50 del Código Fiscal de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires establece que están exentos los instrumentos, actos y operaciones de cualquier naturaleza vinculados y/o necesarios para posibilitar el incremento de capital social, emisión de títulos valores representativos de deuda de sus emisoras y cualesquiera otros títulos valores destinados a la oferta pública en los términos de la ley 26.831, por parte de sociedades o fideicomisos financieros debidamente autorizados por la CNV a hacer oferta pública de dichos títulos valores. Esta exención ampara los instrumentos, actos, contratos, operaciones y garantías vinculadas con los incrementos de capital social y/o las emisiones mencionadas precedentemente, sean aquellos anteriores, simultáneos, posteriores o renovaciones de estos últimos hechos. Asimismo, esta exención no se aplica si en un plazo de 90 días corridos no se solicita la autorización para la oferta pública de dichos títulos valores ante la CNV y/o si la colocación de los mismos no se realiza en un plazo de 180 días corridos a partir de ser concedida la autorización solicitada.

En la Provincia de Buenos Aires, el artículo 297, inciso 46 del Código Fiscal de la Provincia de Buenos Aires establece una exención para actos y contratos relacionados a la emisión, suscripción, colocación y transferencia de las obligaciones negociables emitidas de acuerdo con las Ley N°23.576 y con la Ley N°23.962. Asimismo, se establecen exenciones para los títulos valores colocados mediante la oferta pública siempre que se cumpla con ciertos requisitos. Se debe tener en consideración que cualquier transferencia de los títulos mediante un acuerdo escrito podría estar sujeto al impuesto de sellos.

Producto del Consenso Fiscal, las provincias argentinas y la Ciudad Autónoma de Buenos Aires asumieron el compromiso de establecer una alícuota máxima de Impuesto a los Sellos del 0,75% a partir del 1° de enero de 2019, 0,5% a partir del 2° de enero de 2020, 0,25% a partir del 1° de enero de 2021 y eliminarlo a partir del 1° de enero de 2022, lo cual se encuentra sujeto al dictado de la respectiva legislación de cada jurisdicción.

Tasa de Justicia

En caso de que sea necesario instituir procedimientos de ejecución en relación con las Obligaciones Negociables, se gravará la correspondiente tasa de justicia (actualmente del 3% en la Ciudad de Buenos Aires) sobre el monto de cualquier reclamo presentado ante los tribunales de Argentina con asiento en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

Otras Consideraciones

A nivel provincial, la Provincia de Buenos Aires estableció un impuesto a la transmisión gratuita de bienes (el “**ITGB**”) (Ley N°14.044 y sus modificatorias y Ley N°10.097, respectivamente). Las características básicas del ITGB son las siguientes:

1. El ITGB alcanza al enriquecimiento que se obtenga en virtud de toda transmisión a título gratuito, incluyendo: herencias, legados, donaciones, anticipos de herencia y cualquier otra transmisión que implique un enriquecimiento patrimonial a título gratuito.
2. Son contribuyentes del ITGB las personas físicas y las personas jurídicas beneficiarias de una transmisión gratuita de bienes.
3. Para los contribuyentes domiciliados en la Provincia de Buenos Aires el ITGB recae sobre el monto total del enriquecimiento gratuito, tanto por los bienes situados en la Provincia de Buenos Aires como fuera de ella. En cambio, para los sujetos domiciliados fuera de la Provincia de Buenos Aires, el ITGB recae únicamente sobre el enriquecimiento gratuito originado por la transmisión de los bienes situados en la Provincia de Buenos Aires
4. Se consideran situados en la Provincia de Buenos Aires, entre otros supuestos, (i) los títulos y las acciones, cuotas o participaciones sociales y otros valores mobiliarios representativos de su capital, emitidos por entes públicos o privados y por sociedades, cuando estos estuvieren domiciliados en la Provincia de Buenos Aires; (ii) los títulos, acciones y demás valores mobiliarios que se encuentren en la Provincia de Buenos Aires al tiempo de la transmisión, emitidos por entes privados o sociedades domiciliados en otra jurisdicción; y (iii) los títulos, acciones y otros valores mobiliarios representativos de capital social o equivalente que al tiempo de la transmisión se hallaren en otra jurisdicción, emitidos por entes o sociedades domiciliados también en otra jurisdicción, en proporción a los bienes de los emisores que se encontraren en la Provincia de Buenos Aires.

5. En la Provincia de Buenos Aires, están exentas del ITGB las transmisiones gratuitas de bienes cuando su valor en conjunto sea igual o inferior a Ps.269.000, monto que se eleva a Ps.1.120.000, cuando se trate de padres, hijos y cónyuges.

6. En cuanto a las alícuotas, se han previsto escalas progresivas del 1,6026% al 8,7840% más un monto variable, según el grado de parentesco y la base imponible involucrada.

Ingresos de fondos provenientes de jurisdicciones no cooperantes o de baja o nula tributación

De acuerdo con la presunción legal establecida en el Artículo 18.2 de la Ley N°11.683 y sus modificatorias, los ingresos de fondos provenientes de jurisdicciones no cooperantes o de baja o nula tributación se consideran como incrementos patrimoniales no justificados para el receptor local, cualquiera sea la naturaleza o tipo de operación de que se trate.

Los incrementos patrimoniales no justificados están sujetos a los siguientes impuestos:

- se determinará un impuesto a las ganancias sobre la emisora calculado sobre 110% del monto de los fondos transferidos.
- también se determinará el impuesto al valor agregado sobre la emisora, calculado sobre 110% del monto de los fondos transferidos.

El sujeto local o receptor local de los fondos puede refutar dicha presunción legal probando debidamente ante la autoridad impositiva que los fondos provienen de actividades efectivamente realizadas por el contribuyente argentino o por una tercera persona en dicha jurisdicción o que dichos fondos fueron declarados con anterioridad.

Sin perjuicio que el significado del concepto “ingresos provenientes” no resulta claro, podría interpretarse como cualquier transferencia de fondos:

- (i) desde una cuenta en un país de baja o nula tributación/no cooperante o desde una cuenta bancaria abierta fuera de un país de baja o nula tributación/no cooperante pero cuyo titular sea una entidad localizada en un país de baja o nula tributación/no cooperante.
- (ii) a una cuenta bancaria localizada en Argentina o a una cuenta bancaria abierta fuera de la Argentina pero cuyo titular sea un sujeto residente en Argentina a los efectos fiscales.

Conforme el artículo 82 de la ley 27.430 de la Ley de Reforma Tributaria, a los efectos previstos en las normas legales y reglamentarias, toda referencia efectuada a “países de baja o nula tributación” o “países no considerados ‘cooperadores a los fines de la transparencia fiscal’, deberá entenderse que hace alusión a “jurisdicciones no cooperantes o jurisdicciones de baja o nula tributación”, en los términos dispuestos por los artículos segundo y tercero agregados a continuación del artículo 15 de la Ley de Impuesto a las Ganancias, texto ordenado en 1997 y sus modificaciones.

Por su parte, el artículo 15.2 de la Ley de Impuesto a las Ganancias (i.e. artículo sin número a continuación del artículo sin número agregado a continuación del artículo 15) define a las “jurisdicciones no cooperantes” como aquellos países o jurisdicciones que no tengan vigente con la República Argentina un acuerdo de intercambio de información en materia tributaria o un convenio para evitar la doble imposición internacional con cláusula amplia de intercambio de información. Asimismo, considera como no cooperantes aquellos países que, teniendo vigente un acuerdo con los alcances antes definidos, no cumplan efectivamente con el intercambio de información. Además, los acuerdos y convenios aludidos deberán cumplir con los estándares internacionales de transparencia e intercambio de información en materia fiscal a los que se haya comprometido la República Argentina. Por último, ese artículo establece que el Poder Ejecutivo Nacional elaborará un listado de las jurisdicciones no cooperantes con base en el criterio antes descripto. De acuerdo a lo dispuesto en el Decreto 279/2018, hasta tanto el Poder Ejecutivo Nacional dicte el listado de jurisdicciones no cooperantes, las jurisdicciones cooperantes serán las publicadas en el sitio web de la Administración Federal de Ingresos Públicos.

En cuanto a las jurisdicciones de baja o nula tributación, la Ley de Impuesto a las Ganancias las define como aquellos países, dominios, jurisdicciones, territorios, estados asociados o regímenes tributarios especiales que establezcan una tributación máxima a la renta empresaria inferior al sesenta por ciento (60%) de la alícuota contemplada en el inciso a) del artículo 69 de esa ley (15%).

EL RESUMEN ANTERIOR NO TIENE POR OBJETO CONSTITUIR UN ANÁLISIS COMPLETO DE TODAS LAS CONSECUENCIAS IMPOSITIVAS RELACIONADAS CON LA TENENCIA O

DISPOSICIÓN DE LAS OBLIGACIONES NEGOCIABLES. SE ACONSEJA A LOS TENEDORES Y POSIBLES COMPRADORES CONSULTAR CON SUS RESPECTIVOS ASESORES IMPOSITIVOS ACERCA DE LAS CONSECUENCIAS IMPOSITIVAS EN CADA CASO PARTICULAR.

e) Declaración por Parte de Expertos

No se incluyó en el Prospecto ninguna declaración o informe atribuido a personas ajenas a la Emisora.

f) Documentos a Disposición

Podrán solicitarse copias del Prospecto y estados financieros, incluidos los Estados Financieros Anuales, de la Sociedad referidos en el Prospecto, así como también los Suplementos de Precio en la sede administrativa de la Sociedad sita en Av. Libertador 101, Piso 12, Vicente López, Provincia de Buenos Aires, Argentina, en días hábiles en el horario de 10 a 18 hs., teléfono +54 11 3754-8500. Asimismo, el Prospecto definitivo estará disponible en el Boletín Diario de la BCBA (www.bolsar.com), la página web de la CNV (www.cnv.gov.ar) en el ítem “Información Financiera” de la AIF, en la página web de la Emisora (<http://www.vistaoilandgas.com>) y en el boletín electrónico del MAE.

g) Prevención de lavado de activos y financiamiento del terrorismo

El concepto de “lavado de activos” se usa generalmente para denotar transacciones que tienen la intención de introducir fondos provenientes del delito en el sistema institucionalizado y así transformar ganancias por actividades ilegales en activos de origen aparentemente legítimo.

El 13 de abril del 2000, el Congreso Argentino aprobó la Ley N° 25.246 (modificada por las Leyes N° 26.087, 26.119, 26.268, 26.683 y 26.734 (conjuntamente, la “**Ley de Prevención de Lavado de Activos**”), que estableció un régimen penal administrativo, reemplazó diversos artículos del Código Penal Argentino y creó la Unidad de Información Financiera (la “**UIF**”). Con el dictado de la Ley N°27.260 y su Decreto Reglamentario N°895/2016, la UIF pasa a estar bajo la órbita del Ministerio de Hacienda y Finanzas Públicas, actualmente el Ministerio de Hacienda.

A continuación, se establece un resumen de ciertas disposiciones del régimen de prevención de lavado de activos establecido por la Ley de Prevención de Lavado de Activos, incluyendo sus disposiciones modificatorias y complementarias establecidas por otras normas y reglamentaciones, incluyendo normas dictadas por la UIF, el Banco Central, la CNV y otros organismos regulatorios. Se recomienda a los inversores consultar con sus propios asesores jurídicos y leer la Ley de Prevención de Lavado de Activos y sus normas complementarias. La UIF es la dependencia a cargo del análisis, tratamiento y transmisión de información, con la finalidad de prevenir el lavado de dinero derivado de distintos delitos y del financiamiento del terrorismo.

El Código Penal Argentino tipifica al lavado de activos, estableciendo que se comete el delito cuando una persona convierte, transfiere, administra, vende, grava, disimula o de cualquier otro modo pone en circulación en el mercado, bienes provenientes de un acto ilícito, con la consecuencia posible de que, el origen de los bienes originarios o los subrogantes, adquieran la apariencia de un origen lícito, y siempre que su valor supere la suma de Ps.300.000, sea en un solo acto o por la reiteración de hechos diversos vinculados entre sí. El art. 303 del art. Código Penal Argentino, establece las siguientes penas:

(i) pena de prisión de tres a diez años y multas de dos a diez veces el monto de la operación para el supuesto anterior;

(ii) la pena establecida en el inciso (i) se incrementará en un tercio del máximo y en la mitad del mínimo, cuando:

(a) la persona realizare el hecho con habitualidad o como miembro de una asociación o banda formada para la comisión continuada de hechos de esta naturaleza;

(b) la persona sea un funcionario de gobierno que hubiera cometido el hecho en ejercicio u ocasión de sus funciones. En este caso, sufrirá además pena de inhabilitación especial de tres a diez años. La misma pena sufrirá el que hubiere actuado en ejercicio de una profesión u oficio que requirieran habilitación especial.

(iii) el que recibiere dinero u otros bienes provenientes de un ilícito penal, con el fin de hacerlos aplicar en una operación de las previstas en el inciso 1), que les dé la apariencia posible de un origen lícito, será reprimido con la pena de prisión de seis meses a tres años;

(iv) si el valor de los bienes no excede la suma de Ps.300.000, la pena será prisión por el plazo de seis meses a tres años.

Asimismo, el Código Penal de la Nación prevé en el art. 304 que cuando los hechos delictivos hubieren sido realizados en nombre, o con la intervención, o en beneficio de una persona de existencia ideal, se impondrán a la entidad las siguientes sanciones conjunta o alternativamente:

(i) multa de dos (2) a diez (10) veces el valor de los bienes objeto del delito.

(ii) suspensión total o parcial de actividades, que en ningún caso podrá exceder de diez (10) años.

(iii) suspensión para participar en concursos o licitaciones estatales de obras o servicios públicos o en cualquier otra actividad vinculada con el Estado, que en ningún caso podrá exceder de diez (10) años.

(iv) cancelación de la personería cuando hubiese sido creada al solo efecto de la comisión del delito, o esos actos constituyan la principal actividad de la entidad.

(v) pérdida o suspensión de los beneficios estatales que tuviere.

(vi) publicación de un extracto de la sentencia condenatoria a costa de la persona jurídica.

Para graduar estas sanciones, los jueces tendrán en cuenta el incumplimiento de reglas y procedimientos internos, la omisión de vigilancia sobre la actividad de los autores y partícipes, la extensión del daño causado, el monto de dinero involucrado en la comisión del delito, el tamaño, la naturaleza y la capacidad económica de la persona jurídica. Cuando fuere indispensable mantener la continuidad operativa de la entidad, o de una obra, o de un servicio en particular, no serán aplicables las sanciones previstas por el inciso (ii) y el inciso (iv) anteriores.

Asimismo, el artículo 306 del Código Penal de la Nación (modificado y complementado por la Ley N°26.734) define el financiamiento del terrorismo como un delito cometido por cualquier persona que directa o indirectamente recolectare o proveyere bienes o dinero, con la intención de que se utilicen, o a sabiendas de que serán utilizados, en todo o en parte: a) Para financiar la comisión de un delito con la finalidad establecida en el artículo 41 quinquies; b) Por una organización que cometa o intente cometer delitos con la finalidad establecida en el artículo 41 quinquies; c) Por un individuo que cometa, intente cometer o participe de cualquier modo en la comisión de delitos con la finalidad establecida en el artículo 41 quinquies. La pena prevista es prisión de cinco a quince años y multas de dos a diez veces el monto de la operación.

La Ley de Prevención de Lavado de Activos, en línea con la práctica aceptada internacionalmente, no atribuye la responsabilidad de controlar estas transacciones delictivas sólo a los organismos del Gobierno Argentino sino que también asigna determinadas obligaciones a diversas entidades del sector privado tales como bancos, agentes de bolsa, sociedades de bolsa y compañías de seguro, que se convierten en partes obligadas legalmente a brindar información. Estas obligaciones consisten básicamente en funciones de captación de información.

De acuerdo con la Ley de Prevención de Lavado de Activos, las siguientes personas, entre otras, deben reportar a la UIF: (i) entidades financieras y compañías de seguros; (ii) agencias de cambio y personas físicas y jurídicas autorizadas por el Banco Central a intervenir en la compra-venta de moneda extranjera con fondos en efectivo o cheques emitidos en moneda extranjera o a través del uso de tarjetas de débito o crédito o en la transferencia de fondos dentro o fuera del territorio nacional; (iii) agentes y sociedades de bolsa, administradoras de fondos comunes de inversión, agentes del mercado abierto electrónico, intermediarios en la compra, alquiler o préstamo de títulos valores; (iv) empresas de servicios de transporte de caudales y compañías o concesionarias que presten servicios de correo orientados a la realización de transferencias de divisas o remisión de distintos tipos de moneda u obligaciones negociables; (v) organizaciones gubernamentales tales como el Banco Central, la AFIP, la Superintendencia de Seguros de la Nación, la CNV y la IGJ; (vi) profesionales del área de ciencias económicas y escribanos públicos; y (vii) personas físicas y jurídicas que actúen como fiduciarios de cualquier tipo y personas físicas y jurídicas que se relacionen en forma directa o indirecta con cuentas fiduciarias, fiduciarios y fiduciantes en virtud de contratos de fideicomiso.

Las personas físicas y jurídicas sujetas a la Ley de Prevención de Lavado de Activos deben cumplir con ciertas obligaciones, tales como: (a) recabar de sus clientes documentos que prueben fehacientemente su identidad, personería jurídica, domicilio y demás datos que en cada caso se estipulen (la política “conozca a su cliente”); (b) reportar cualquier operación o hecho sospechoso (que de acuerdo con las prácticas habituales del área involucrada, así como la experiencia y competencia de las partes que poseen el deber de informar, sean operaciones que se hubiera intentado efectuar o consumadas que previamente se identificaron como operaciones inusuales por la parte legalmente obligada a informar, así como cualquier operación sin justificación económica o jurídica o de complejidad inusitada o injustificada, sean realizadas en forma aislada o reiterada (independientemente de su monto); y (iii) abstenerse de revelar al cliente o a terceros las actuaciones que se estén realizando en cumplimiento de la Ley de Prevención de Lavado de Activos. Dentro del marco de análisis de un informe de operación sospechosa, las personas físicas y jurídicas antes mencionadas no pueden abstenerse de divulgar a la UIF ninguna información que se les requiera alegando que dicha información se encuentra sujeta a secreto bancario, cambiario o profesional o acuerdos de confidencialidad de naturaleza legal o contractual similares. La AFIP solamente divulgará a la UIF información que obre en su poder cuando el informe de operación sospechosa hubiera sido efectuado por dicha entidad y se refiera a personas físicas o jurídicas involucradas en forma directa en la operación informada. En la totalidad de los restantes casos, la UIF solicitará al juez federal que sea competente en una cuestión penal que ordene a la AFIP revelar información que obre en su poder.

De acuerdo con la Resolución N° 229/2014 de la UIF y sus modificatorias, tanto el Banco Central como la CNV son considerados “Órganos de Contralor Específicos”. En tal carácter, deben colaborar con la UIF en la evaluación del cumplimiento de los procedimientos de prevención de lavado de activos por parte de las partes legalmente obligadas a informar sujetas a su control. A estos fines, están facultados a supervisar, monitorear e inspeccionar dichas entidades, y de ser necesario, implementar ciertas medidas y acciones correctivas.

En agosto de 2016, la Resolución UIF N° 94/16 estableció que las partes obligadas legalmente a informar bajo la Resolución UIF N° 121/2011 pueden aplicar medidas de *due diligence* simplificado para la identificación del cliente al momento de abrir una caja de ahorros (por ejemplo, presentación de identificación, declaración PEP y verificación de que el titular no se encuentra incluido en los listados de terroristas y/u organizaciones terroristas) en los casos en que el cliente cumpla con ciertos requisitos específicos. De acuerdo con esta resolución, las medidas de identificación simplificada no liberan a la parte legalmente obligada a informar de la obligación de monitorear las operaciones desarrolladas por dicho cliente. Asimismo, si cualquiera de los requisitos indicados en la resolución no pudiera ser verificado, las partes legalmente obligadas a informar deben aplicar las medidas de identificación que se establecen en la Resolución UIF N° 121/2011.

El Banco Central y la CNV deben cumplir asimismo con las normas sobre prevención de lavado de activos establecidas por la UIF, incluyendo el reporte de operaciones sospechosas.

Las Normas de la CNV incluyen un capítulo especial respecto de “Prevención del Lavado de Dinero y Financiación del Terrorismo” y dejan constancia de que las personas allí establecidas (Agentes de Negociación, los Agentes de Liquidación y Compensación (que sean operadores de bolsa), y los Agentes de Distribución y Colocación, Agentes de Administración y Custodia de Fondos de Inversión Colectiva, Agentes de Corretaje, Agentes Depositarios Colectivos, emisores con respecto a aportes de capital, aportes de capital irrevocables para futuros aumentos de capital o préstamos significativos que hubieran sido efectuados en su beneficio, específicamente con respecto a la identidad de los aportantes y/o acreedores y el origen y legalidad de los fondos así aportados o dados en préstamo) deben ser consideradas legalmente obligadas a informar, conforme a la Ley de Prevención del Lavado de Activos y por lo tanto deben cumplir con todas las leyes y regulaciones vigentes en relación con la materia, incluso las resoluciones emitidas por la UIF, decretos reglamentarios referidos a las resoluciones promulgadas por el Consejo de Seguridad de las Naciones Unidas en relación con la lucha contra el terrorismo y las resoluciones (y sus anexos) emitidas por el Ministerio de Relaciones Exteriores y Culto. Asimismo, las Normas de la CNV imponen ciertas restricciones en relación con los acuerdos de pago (limitando, entre otras cuestiones, el monto en efectivo que las entidades allí establecidas podrían recibir o pagar por día y por cliente, a Ps.1.000) e imponen ciertas obligaciones de información.

Además, las Normas de la CNV establecen que las entidades mencionadas anteriormente únicamente llevarán a cabo las operaciones contempladas según el régimen de oferta pública cuando dichas operaciones sean llevadas a cabo u ordenadas por personas constituidas, domiciliadas o residentes en países, dominios, jurisdicciones, territorios o estados asociados incluidos en el listado del Decreto del Poder Ejecutivo Nacional N° 589/2013, artículo 2(b). Cuando dichas personas no se encuentren incluidas en dicho listado y en sus jurisdicciones de constitución califiquen como intermediarios registrados de una entidad bajo el control y supervisión de un organismo que desarrolla funciones similares a las de la CNV, solo se les permitirá llevar a cabo operaciones si

presentaran prueba indicando que la comisión de valores pertinente de su jurisdicción ha firmado un memorándum de entendimiento para la cooperación e intercambio de información con la CNV.

En febrero de 2016, mediante Decreto N°360/2016 se creó el “Programa de Coordinación Nacional para el Combate del Lavado de Activos y la Financiación del Terrorismo”, en el ámbito del Ministerio de Justicia y Derechos Humanos, otorgándosele la función de reorganizar, coordinar y fortalecer el sistema nacional anti lavado de activos y contra la financiación del terrorismo, en atención a los riesgos concretos que puedan tener impacto en el territorio nacional y a las exigencias globales de mayor efectividad en el cumplimiento de las obligaciones y recomendaciones internacionales establecidas por las Convenciones de las Naciones Unidas y los estándares del Grupo de Acción Financiera Internacional (GAFI), las cuales serán llevadas a cabo e implementadas a través de un Coordinador Nacional designado al efecto. Asimismo, se modificó la normativa vigente estableciendo que sea el Ministerio de Justicia y Derechos Humanos la autoridad central del Estado Nacional para realizar las funciones de coordinación interinstitucional de todos los organismos y entidades del sector público y privado con competencia en esta materia, reservando a la UIF la capacidad de realizar actividades de coordinación operativa en el orden nacional, provincial y municipal en lo estrictamente atinente a su competencia de organismo de inteligencia financiera.

Por otra parte, en el marco del sistema voluntario de declaración bajo la amnistía impositiva argentina, la Ley 27.260 y su decreto reglamentario N° 895/16 establecieron que la UIF tiene la facultad de comunicar información a otras agencias de inteligencia públicas o investigaciones, en base a una resolución previa del presidente de la UIF y siempre que existan pruebas confiables y coherentes de la comisión de ciertos delitos bajo la Ley de Prevención de Lavado de Activos. Asimismo, de acuerdo con la Resolución N°92/2016, se estableció que los sujetos obligados debían implementar un sistema de gestión de riesgos. Asimismo, se implementó un régimen de información especial para operaciones desarrolladas bajo la amnistía impositiva antes mencionada con anterioridad al 31 de marzo de 2017.

De conformidad con la Resolución N°92/2016, se deben tener en cuenta los siguientes factores para analizar si una operación sospechosa debe ser informada dentro del marco del régimen de transparencia fiscal:

- 1) Perfil del Cliente: los Sujetos Obligados deberán definir un perfil del cliente, que estará basado en la información y documentación relativa a la situación económica, patrimonial y financiera que hubiera proporcionado el mismo y que hubiera podido obtener el propio Sujeto Obligado.
- 2) Operaciones Inusuales: son aquellas operaciones tentadas o realizadas en forma aislada o reiterada, sin justificación económica y/o jurídica, ya sea porque no guardan relación con el perfil económico, financiero o patrimonial del cliente, o porque se desvían de los usos y costumbres en las prácticas de mercado, por su frecuencia, habitualidad, monto, complejidad, naturaleza y/o características particulares.
- 3) Operaciones Sospechosas: son aquellas operaciones tentadas o realizadas, que habiéndose identificado previamente como inusuales, luego del análisis y evaluación realizados por el sujeto obligado, exhiben dudas respecto de la autenticidad, veracidad o coherencia de la documentación presentada por el cliente, ocasionando sospecha de Lavado de Activos; o aun cuando tratándose de operaciones relacionadas con actividades lícitas, exista sospecha de que estén vinculadas o que vayan a ser utilizadas para la Financiación del Terrorismo, debiéndose gestionar los riesgos de la operación evaluando la relación de la misma con la actividad del cliente.

El 11 de enero de 2017, la UIF publicó la Resolución N° 4/17 (“**Resolución 4/17**”), que permite a las partes obligadas legalmente a informar detalladas en los incisos 1, 4 y 5 del artículo 20 de la Ley N° 25.246, y sus disposiciones modificatorias (las “**Partes Legalmente Obligadas a Informar de la Res. 4/17**”), aplicar medidas de identificación de *due diligence* especiales a los inversores nacionales y extranjeros (que deben cumplir con los requisitos establecidos por la Resolución 4/17 para calificar) al abrir cuentas de inversiones especiales a distancia (las “**Cuentas**”). El régimen especial de *due diligence* no exceptuará a las Partes Legalmente Obligadas a Informar de la Resolución 4/17 de monitorear y supervisar las operaciones llevadas a cabo en el transcurso de la relación comercial, de acuerdo con un enfoque basado en riesgos.

La Resolución 4/17 regula asimismo las medidas de *due diligence* entre las partes legalmente obligadas a brindar información financiera. Requiere que cuando la apertura de las cuentas sea solicitada por los agentes de liquidación y compensación, o los ALyC, la entidad financiera local haya cumplido con las normas actuales de prevención de lavado de activos y contra el financiamiento del terrorismo luego de haber cumplido el *due diligence* con respecto a los ALyCs. Los ALyC serán responsables de cumplir con el *due diligence* con respecto a sus clientes. La Resolución 4/17 establece expresamente que, aunque las entidades financieras no sean responsables de llevar a cabo el *due diligence* con respecto a los clientes de los ALyC, no se encuentran exentas

de monitorear ni supervisar las operaciones llevadas a cabo por sus clientes (los ALyCs) durante el transcurso de la relación comercial, de acuerdo con un enfoque basado en riesgos.

En junio de 2017, la UIF publicó la Resolución N° 30/17, que derogó la Resolución N°121 y estableció nuevas pautas que las entidades financieras y cambiarias deben seguir en calidad de partes obligadas legalmente a brindar información financiera bajo la Ley de Prevención de Lavado de Activos, en base a las recomendaciones revisadas de FATF del año 2012, a los fines de adoptar un enfoque basado en riesgos. La Resolución 30/17, vigente desde el 15 de septiembre de 2017, determina los elementos de cumplimiento mínimos que deben incluirse en un sistema para la prevención de lavado de activos y financiamiento del terrorismo, como un proceso de due diligence del cliente, programas de capacitación, monitoreo de operaciones, reporte de operaciones sospechosas y normativa de incumplimiento, entre otras.

Con fecha 5 de marzo de 2018, fue publicada la Resolución N°21/2018 de la UIF, complementaria de la Resolución 30/2017 –dirigida al sector financiero-, incluyendo los lineamientos para la gestión de riesgos de lavado de activos y financiación de terrorismo y de cumplimiento mínimo que los Sujetos Obligados del sector de mercado de capitales deberán adoptar y aplicar para gestionar, de acuerdo con sus políticas, procedimientos y controles, el riesgo de ser utilizadas por terceros con objetivos criminales de lavado de activos y financiación del terrorismo.

Fundamentalmente, la norma cambia el enfoque de cumplimiento normativo formalista a un enfoque basado en riesgos, a fin de asegurar que las medidas implementadas sean proporcionales a los riesgos identificados. Por tanto, los Sujetos Obligados deberán identificar y evaluar sus riesgos y en función de ello, adoptar medidas de administración y mitigación de los mismos, a fin de prevenir de manera más eficaz el lavado de activos y financiación del terrorismo. Así, se habilita a los mismos a implementar plataformas tecnológicas acreditadas que permitan llevar a cabo trámites a distancia, sin exhibición personal de la documentación, sin que ello condicione el cumplimiento de los deberes de Debida Diligencia.

A la vez, las nuevas categorías de agentes han sido contempladas, esto es, los Agentes de Liquidación y Compensación, los Agentes de Negociación (en toda aquella actividad que realicen en el ámbito del Mercado de Capitales) y los Agentes de Administración de Productos de Inversión Colectiva de Fondos Comunes de Inversión, como también los fideicomisos financieros con oferta pública, sus fiduciarios, fiduciantes y las personas físicas o jurídicas vinculadas directa o indirectamente con estos, son también abarcados por la norma, derogando parcialmente la Res N°140/2012 de la UIF sólo sobre tales sujetos, continuando vigentes las disposiciones de la misma para los restantes fideicomisos.

En agosto de 2018, mediante la Resolución N°97/2018, se aprobó la reglamentación del deber de colaboración del Banco Central con la UIF en pos de adecuar el mismo a los nuevos parámetros establecidos en la Resolución N°30/17 para los procedimientos de supervisión de entidades financieras y cambiarias.

En noviembre de 2018, la UIF dictó la Resolución N°134/2018, la cual actualiza la nómina de personas que deben ser consideradas “políticamente expuestas” (PEP) en Argentina, teniendo en cuenta las funciones en las cuales se desempeñan o se han desempeñado, así como su vínculo de cercanía o afinidad con terceros que desempeñen o se hayan desempeñado en tales funciones.

El 26 de diciembre de 2018, la UIF publicó la Resolución N°154/2018, mediante la cual modificó los procedimientos de supervisión vigentes por nuevos diseños que se adapten y sean conformes a los estándares internacionales promovidos por el GAFI, los cuales deben aplicarse sobre de conformidad con enfoque basado en riesgo. En consecuencia, la UIF aprobó su "Procedimiento de Supervisión Basado en Riesgos de la Unidad de información financiera", derogando las disposiciones de los Anexos II, III y IV de la Resolución N°104/2010, el artículo 7 y las disposiciones de los Anexos V y VI de la Resolución N°165/2011 y del Anexo III de la Resolución N°229/2014.

Finalmente, el 28 de diciembre de 2018, mediante Resolución 156/2018, se aprobaron los textos ordenados de la Resolución 30/2017, Resolución 21/2018 y Resolución 28/2018, en los términos del Decreto 891/2017 de Buenas Practicas en Materia de Simplificación. A través de la Resolución UIF 156/18 se modificaron y reordenaron las medidas, procedimientos y controles que los sujetos obligados enumerados en dichas resoluciones deben adoptar y aplicar para gestionar el riesgo de ser utilizadas por terceros con objetivos criminales de lavado de activos y financiamiento del terrorismo. Se establece, asimismo, que dichos sujetos obligados deberán establecer un cronograma de digitalización de los legajos de clientes preexistentes, teniendo en consideración el riesgo que estos presentan.

Para conocer un análisis ampliado del régimen de lavado de activos y financiamiento del terrorismo vigente a la fecha de este Prospecto, los inversores deben consultar con sus asesores jurídicos y leer el Título XIII, Libro 2 del Código Penal de la Nación y las normas dictadas por la UIF, la CNV y el Banco Central en su totalidad. A tales fines, las partes interesadas pueden visitar los sitios web del Ministerio de Hacienda (www.minhacienda.gob.ar), de la sección de información legislativa (www.infoleg.gob.ar), de la UIF (www.argentina.gob.ar/uif), de la CNV (www.cnv.gov.ar) y/o del Banco Central, (www.bcra.gov.ar). La información contenida en dichos sitios no forma parte de este Prospecto.

PARTE B

DE LA OFERTA Y LA NEGOCIACIÓN

NOTIFICACIÓN A LOS INVERSORES

Antes de tomar decisiones de inversión respecto de las Obligaciones Negociables, el público inversor deberá considerar la totalidad de la información contenida en este Prospecto y en los Suplementos de Prospecto correspondientes (complementados, en su caso, por los avisos respectivos).

CONFORME CON LO ESTABLECIDO EN LOS ARTÍCULOS 119 Y 120 DE LA LEY DE MERCADO DE CAPITALES, LOS EMISORES DE VALORES NEGOCIABLES CON OFERTA PÚBLICA, JUNTO CON LOS INTEGRANTES DE LOS ÓRGANOS DE ADMINISTRACIÓN Y DE FISCALIZACIÓN (ESTOS ÚLTIMOS EN MATERIA DE SU COMPETENCIA), Y EN SU CASO LOS OFERENTES DE LOS VALORES NEGOCIABLES CON RELACIÓN A LA INFORMACIÓN VINCULADA A LOS MISMOS, Y LAS PERSONAS QUE FIRMEN EL PROSPECTO DE UNA EMISIÓN DE VALORES NEGOCIABLES CON OFERTA PÚBLICA, SERÁN RESPONSABLES DE TODA LA INFORMACIÓN INCLUIDA EN LOS PROSPECTOS POR ELLOS REGISTRADOS ANTE LA COMISIÓN NACIONAL DE VALORES. LAS ENTIDADES Y AGENTES INTERMEDIARIOS EN EL MERCADO QUE PARTICIPEN COMO ORGANIZADORES, O COLOCADORES EN UNA OFERTA PÚBLICA DE VENTA O COMPRA DE VALORES DEBERÁN REVISAR DILIGENTEMENTE LA INFORMACIÓN CONTENIDA EN LOS PROSPECTOS DE LA OFERTA. LOS EXPERTOS O TERCEROS QUE OPINEN SOBRE CIERTAS PARTES DEL PROSPECTO SÓLO SERÁN RESPONSABLES POR LA PARTE DE DICHA INFORMACIÓN SOBRE LA QUE HAN EMITIDO OPINIÓN.

LOS DIRECTORES Y SÍNDICOS DE LA EMISORA SON ILIMITADA Y SOLIDARIAMENTE RESPONSABLES POR LOS PERJUICIOS QUE LA VIOLACIÓN DE LAS DISPOSICIONES DE LA LEY DE OBLIGACIONES NEGOCIABLES PRODUZCA A LOS OBLIGACIONISTAS, ELLO ATENTO LO DISPUESTO EN EL ARTÍCULO 34 DE LA LEY DE OBLIGACIONES NEGOCIABLES.

Al tomar decisiones de inversión respecto de las Obligaciones Negociables, el público inversor deberá basarse en su propio análisis de la Sociedad, en los términos y condiciones de las Obligaciones Negociables, y en los beneficios y riesgos involucrados. El contenido de este Prospecto y/o de los Suplementos de Prospecto correspondientes, no debe ser interpretado como asesoramiento legal, comercial, financiero, impositivo, cambiario y/o de otro tipo. El público inversor deberá consultar con sus propios asesores respecto de los aspectos legales, comerciales, financieros, impositivos, cambiarios y/o de otro tipo relacionados con su inversión en las Obligaciones Negociables.

No se ha autorizado a ningún organizador, agente colocador y/o a cualquier otra persona a brindar información y/o efectuar declaraciones respecto de la Emisora y/o de las Obligaciones Negociables que no estén contenidas en el presente Prospecto y/o en los Suplementos de Prospecto correspondientes, y, si se brindara y/o efectuara dicha información y/o declaraciones, las mismas no podrán ser consideradas autorizadas y/o consentidas por la Emisora y/o los correspondientes organizadores o agentes colocadores.

En caso que la Sociedad se encontrara sujeta a procesos judiciales de quiebra, concursos preventivos, acuerdos preventivos extrajudiciales y/o similares, las normas vigentes que regulan las Obligaciones Negociables (incluyendo, sin limitación las disposiciones de la Ley de Obligaciones Negociables) y los términos y condiciones de las Obligaciones Negociables emitidas bajo cualquier Clase y/o Serie, estarán sujetos a las disposiciones previstas por la Ley de Concursos y Quiebras N°24.522 y sus modificatorias, y demás normas aplicables a procesos de reestructuración empresariales.

Ni este Prospecto ni los Suplementos de Prospecto correspondientes constituirán una oferta de venta y/o una invitación a formular ofertas de compra de las Obligaciones Negociables en aquellas jurisdicciones en que la realización de dicha oferta y/o invitación no fuera permitida por las normas vigentes. El público inversor deberá cumplir con todas las normas vigentes en cualquier jurisdicción en que comprara, ofreciera y/o vendiera las Obligaciones Negociables y/o en las que poseyera y/o distribuyera este Prospecto y/o los Suplementos de Prospecto correspondientes, y deberá obtener los consentimientos, las aprobaciones y/o los permisos para la compra, oferta y/o venta de las Obligaciones Negociables requeridos por las normas vigentes en cualquier jurisdicción a la que se encontraran sujetos y/o en la que realizarán dichas compras,

ofertas y/o ventas. Ni la Emisora, ni los correspondientes organizadores o agentes colocadores tendrán responsabilidad alguna por incumplimientos a dichas normas vigentes.

Ni la entrega de este Prospecto y/o de los Suplementos de Prospecto correspondientes, ni la venta de Obligaciones Negociables en virtud de los mismos, significarán, en ninguna circunstancia, que la información contenida en este Prospecto es correcta en cualquier fecha posterior a la fecha de este Prospecto.

En relación con la emisión de las Obligaciones Negociables, el o los colocadores, si los hubiera, y/o cualquier otro intermediario que participe en la colocación de las mismas por cuenta propia o por cuenta de la Sociedad, podrán, de acuerdo a lo que se reglamente en el Suplemento de Prospecto correspondiente, efectuar operaciones que establezcan o mantengan el precio de mercado de las Obligaciones Negociables ofrecidas a un nivel por encima del que prevalecería de otro modo en el mercado. Tales operaciones podrán efectuarse en los mercados autorizados por la CNV o de otro modo de acuerdo a las normas aplicables vigentes. Dicha estabilización, en caso de iniciarse, podrá ser suspendida en cualquier momento y se desarrollará dentro del plazo y en las condiciones que sean descriptas en el Suplemento de Prospecto correspondiente a cada Clase y/o Serie, todo ello de conformidad con las normas aplicables vigentes.

EN RELACIÓN CON LA EMISIÓN DE LAS OBLIGACIONES NEGOCIABLES, LOS COLOCADORES LOCALES QUE PARTICIPEN EN SU COLOCACIÓN Y DISTRIBUCIÓN POR CUENTA PROPIA O POR CUENTA DE LA EMISORA O TITULAR DE LAS OBLIGACIONES NEGOCIABLES, PODRÁN REALIZAR OPERACIONES DESTINADAS A ESTABILIZAR EL PRECIO DE MERCADO DE AQUELLAS OBLIGACIONES NEGOCIABLES CONFORME CON EL ARTÍCULO 12 DE LA SECCIÓN IV DEL CAPÍTULO IV DEL TÍTULO VI DE LAS NORMAS DE CNV Y DEMÁS NORMAS VIGENTES (LAS CUALES PODRÁN SER SUSPENDIDAS Y/O INTERRUMPIDAS EN CUALQUIER MOMENTO). TALES OPERACIONES DEBERÁN AJUSTARSE A LAS SIGUIENTES CONDICIONES: (I) NO PODRÁN EXTENDERSE MÁS ALLÁ DE LOS PRIMEROS 30 DÍAS CORRIDOS DESDE EL PRIMER DÍA EN EL CUAL SE HAYA INICIADO LA NEGOCIACIÓN DE LAS CORRESPONDIENTES OBLIGACIONES NEGOCIABLES EN EL MERCADO; (II) PODRÁN SER REALIZADAS POR LOS AGENTES COLOCADORES LOCALES QUE HAYAN PARTICIPADO EN LA COLOCACIÓN Y DISTRIBUCIÓN DE LAS OBLIGACIONES NEGOCIABLES; (III) PODRÁN REALIZARSE OPERACIONES DE ESTABILIZACIÓN DESTINADAS A EVITAR O MODERAR LAS BAJAS EN EL PRECIO AL CUAL SE NEGOCIEN LAS OBLIGACIONES NEGOCIABLES COMPRENDIDAS EN LA OFERTA PÚBLICA INICIAL EN CUESTIÓN POR MEDIO DEL SISTEMA DE FORMACIÓN DE LIBRO O POR SUBASTA O LICITACIÓN PÚBLICA; (IV) NINGUNA OPERACIÓN DE ESTABILIZACIÓN QUE SE REALICE EN EL PERÍODO AUTORIZADO PODRÁ EFECTUARSE A PRECIOS SUPERIORES A AQUELLOS A LOS QUE SE HAYA NEGOCIADO LAS OBLIGACIONES NEGOCIABLES EN CUESTIÓN EN LOS MERCADOS AUTORIZADOS, EN OPERACIONES ENTRE PARTES NO VINCULADAS CON LA DISTRIBUCIÓN Y COLOCACIÓN; Y (V) LOS AGENTES QUE REALICEN OPERACIONES EN LOS TÉRMINOS ANTES INDICADOS, DEBERÁN INFORMAR A LOS MERCADOS LA INDIVIDUALIZACIÓN DE LAS MISMAS. LOS MERCADOS DEBERÁN HACER PÚBLICAS LAS OPERACIONES DE ESTABILIZACIÓN, YA FUERE EN CADA OPERACIÓN INDIVIDUAL O AL CIERRE DIARIO DE LAS OPERACIONES.

En cada Suplemento de Prospecto, el o los colocadores deberán indicar si llevarán a cabo operaciones de estabilización.

El contenido del presente Prospecto no deberá interpretarse como asesoramiento legal, impositivo, cambiario o de inversión. Todo potencial inversor deberá consultar a sus propios abogados, contadores y demás asesores con respecto a cualquier aspecto jurídico, impositivo, comercial y/o financiero relacionado con el Programa, incluyendo las características de los Títulos.

Los términos y condiciones aplicables a cada Clase y/o Serie de Títulos en particular constarán en el Suplemento de Prospecto correspondiente, en el cual se podrán completar o ampliar, respecto de dicha Clase y/o Serie en particular, los términos y condiciones generales de los Títulos que se incluyen en el siguiente texto (las "Condiciones") y que se aplicarán a cada Clase y/o Serie de Títulos.

Detalles de la oferta y la negociación

Autorización

La creación del Programa y la emisión de Títulos bajo el mismo han sido autorizadas por la Asamblea General Extraordinaria de Accionistas de la Sociedad de fecha 7 de mayo de 2019 y por reunión de Directorio de la Sociedad de fecha 7 de mayo de 2019.

General

Los Títulos se limitarán a un monto de capital total de US\$800.000.000 (Dólares ochocientos millones) o su equivalente en otras monedas (y/o unidades de valor), determinado al momento de emitirse cada clase y/o serie. El plazo de amortización, precio de emisión, tipo y tasa de interés, moneda de emisión, compromisos, supuestos de incumplimiento y demás términos y condiciones particulares referidos a cada Clase y/o Serie de Títulos se especificarán en el Suplemento de Prospecto relativo a cada Clase y/o Serie.

Clases y Series

Los Títulos se emitirán en diferentes clases (“**Clases**”). Todos los Títulos de la Clase estarán sujetos a idénticas condiciones, pudiendo diferir en su fecha de emisión. Los Títulos de la misma Clase con distinta fecha de emisión pertenecerán a una serie distinta de la misma Clase (una “**Serie**”) de Títulos.

Amortización

Los Títulos se emitirán con una amortización mínima de siete (7) días y máxima de treinta (30) años, o aquellos otros plazos mínimos o máximos que resulten imperativos bajo las normas en vigencia al momento de la emisión de una Clase y/o Serie.

Precio de Emisión

Los Títulos podrán emitirse a la par, bajo la par o con prima.

Interés

Los Títulos podrán emitirse devengando interés a tasa fija, a tasa flotante, con descuento de emisión o sin devengar interés.

Moneda

Los Títulos podrán estar denominadas en cualquier moneda según especifique en los suplementos de precio correspondientes a cada clase y/o serie de Títulos, incluyendo sin limitación en Unidades de Vivienda reguladas por la Ley N° 27.271 (“**UVI**”) o en Unidades de Valor Adquisitivo reguladas por la Ley N° 25.827 y el Decreto de Necesidad y Urgencia N°146/2017 del Poder Ejecutivo Nacional (“**UVA**”), y/o en toda otra unidad monetaria de valor que se determine y sea autorizada por la CNV. Adicionalmente, podrán emitirse Títulos con su capital e intereses pagaderos en una o más monedas distintas de la moneda en que se denominan, con el alcance permitido por la ley aplicable;

Cálculo del Monto Máximo del Programa

A los efectos de la determinación del monto de capital en circulación bajo el Programa, en el caso en que se emitiera una Clase de Títulos en otra moneda que no fuera Dólares, se especificará en el Suplemento de Prospecto respectivo la fórmula o el procedimiento que se utilizará para la determinación de las equivalencias entre la moneda en que dicha Clase de Títulos fuera emitida y Dólares, moneda en la cual se encuentra expresado el monto máximo del Programa.

Garantías

Los Títulos serán sin garantía, o con garantía especial, flotante o fiduciaria, o con garantías de terceros.

Pagos de Interés y Amortizaciones

Los intereses y/o amortizaciones de capital (“**Servicios**”) respecto de las Obligaciones Negociables serán pagaderos en las fechas que se estipulen en las condiciones de emisión de cada Clase y/o Serie y en el Suplemento de Prospecto correspondiente. Si la fecha fijada para el pago fuera día inhábil, quedará pospuesta al siguiente día hábil, sin que se devenguen intereses sobre dicho pago por el o los días que se posponga el vencimiento. El monto de intereses a pagar por cada unidad monetaria de capital se redondeará al centavo más cercano, redondeando hacia arriba el medio

centavo. Las obligaciones de pago se considerarán cumplidas y liberadas en la medida en que la Sociedad ponga a disposición de los inversores, o del agente de pago de existir éste, o de la Caja de Valores S.A. en cuanto a las Obligaciones Negociables allí depositadas, los fondos correspondientes. Se entenderá por “Día Hábil” cualquier día de lunes a viernes, salvo aquellos en los que las entidades financieras están obligadas a cerrar en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, según lo ordene el Banco Central.

Forma, Denominaciones y Registro

Los Títulos se emitirán bajo la forma de títulos globales nominativos, títulos globales al portador o títulos escriturales, u otra forma que eventualmente autoricen las normas aplicables. Los Títulos podrán emitirse en aquellas denominaciones mínimas autorizadas por la normativa de la CNV, debiendo en tal caso emitirse tantos títulos como sea necesario hasta completar el monto total emitido en cada Clase y/o Serie. La forma y denominación en la cual se emita cada Clase y/o Serie de Títulos se especificará en el Suplemento de Prospecto respectivo.

En virtud de lo previsto en la Ley N° 24.587 sobre nominatividad de los títulos valores privados vigente desde el 22 de noviembre de 1995, y su Decreto reglamentario N°259/96, los títulos de deuda emitidos en el país por sociedades argentinas, y los certificados provisionales que los representen, deben ser nominativos no endosables. Cuando los mismos se encuentren autorizados por la CNV para su oferta pública en Argentina, el requisito de la nominatividad se considerará cumplido cuando se encuentren representados en certificados globales o parciales, inscriptos o depositados en regímenes de depósito colectivo nacionales o extranjeros autorizados por la CNV. La CNV autorizó a la Caja de Valores S.A. como régimen de depósito colectivo nacional, y a The Depository Trust Company (“**DTC**”), Euroclear Operations Centre (“**Euroclear**”), Clearstream Banking, (“**Clearstream**”) y Swiss Securities Clearing Corporation (“**SEGA**”), como regímenes de depósito colectivo extranjeros a tales efectos. En consecuencia, mientras resulten aplicables las disposiciones de dichas normas bajo el Programa, la Sociedad solamente emitirá Títulos que cumplan con lo dispuesto en dicha ley, sus modificatorias y reglamentarias, y con las Normas de la CNV.

Colocadores

El Directorio de la Sociedad podrá designar a las entidades que actuarán como agentes colocadores de cada Clase y/o Serie de Títulos a ser emitida o re-emitida bajo el Programa. Cada emisión o re-emisión de Títulos se hará sobre la base de una suscripción en firme o una colocación en base a los mejores esfuerzos, según lo acordado entre la Sociedad previa resolución del Directorio al efecto y los agentes colocadores respectivos. Las comisiones de suscripción y colocación se convendrán en cada emisión de Títulos. El Suplemento de Prospecto respectivo especificará los nombres y las direcciones de dichos colocadores, y los términos de colocación acordados por la Sociedad con los mismos, los cuales deberán observar lo dispuesto por las Normas de CNV.

Fiduciario - Agentes de Pago - Agente de Registro - Otros Agentes

La Sociedad podrá designar fiduciario, agente fiscal, agentes de pago, agentes de registro y otros agentes que fueren pertinentes en relación a cada Clase y/o Serie de Títulos y que determine el Directorio. En su caso, el Suplemento de Prospecto respectivo especificará los nombres y las direcciones de dichos agentes, y los términos de los convenios que hubiere suscripto la Sociedad con los mismos.

Impuestos - Montos Adicionales

Salvo que se determine lo contrario en el correspondiente Suplemento de Prospecto, todos los pagos de capital e intereses respecto de los Títulos se harán sin retenciones o deducciones por o a cuenta de cualesquiera impuestos, tasas, cargas, contribuciones, retenciones, transferencia de impuestos o fondos, gravámenes u otras cargas gubernamentales (incluyendo penalidades, intereses y otras obligaciones relacionadas a lo antedicho) de cualquier naturaleza, presentes o futuros, impuestas, gravadas, cobradas, retenidas o exigidas a nombre de la Argentina o cualquier autoridad en o de dicho país con poder para gravar impuestos o por cualquier organización de la cual la Argentina sea miembro en el presente o en el futuro (“**Impuestos**”), salvo que se requiera que tales Impuestos sean retenidos o deducidos por ley o la aplicación o interpretación de la misma. En el caso de que se requiera que tales Impuestos sean retenidos o deducidos por ley o por interpretación oficial o aplicación de la misma, la Sociedad pagará los montos adicionales necesarios para que los tenedores de Títulos reciban los montos que habrían percibido de no haberse requerido tal retención o deducción (“**Montos Adicionales**”), con la salvedad que no deberán pagarse Montos Adicionales respecto de un inversor (o a un tercero en nombre de un inversor), (a) cuando dicho inversor sea responsable del pago de esos Impuestos en relación con sus Obligaciones Negociables en razón de mantener alguna conexión con Argentina, una jurisdicción provincial o local, o con la Sociedad, distinta de la simple titularidad de esas Obligaciones Negociables o el recibo del pago pertinente respecto de las mismas (b) respecto de retenciones o deducciones sobre ningún título valor por o a cuenta de o en nombre de un tenedor o beneficiario de las obligaciones negociables con respecto a impuestos establecidos en virtud de que dicha persona sea residente de, o hubiera invertido en las obligaciones negociables con fondos provenientes de una jurisdicción no cooperadora (tal como dicho término sea definido bajo la Ley de Impuesto a las Ganancias de Argentina y su regulación, y también incluyendo cualquier jurisdicción que sea listada como “no cooperadora” o como jurisdicción de baja o nula tributación o cualquier otra definición de la Ley de Impuesto a las Ganancias de Argentina o la regulación emitida bajo dicha ley que se incluya en el futuro).

Salvo que se determine lo contrario en el correspondiente Suplemento de Prospecto, la Sociedad pagará todos los impuestos de sellos o demás impuestos documentarios u otras tasas de naturaleza similar, si hubiera, gravadas en la Argentina o en cualquier jurisdicción a través de la cual se realicen pagos bajo los Títulos. La Sociedad también indemnizará a los tenedores de Títulos de y contra todo impuesto de sellos, a la emisión, registro, tasa de justicia u otros impuestos y tasas similares, incluidos los intereses y penalidades, pagados por cualquiera de ellos en Argentina en relación con cualquier acción adoptada por el Fiduciario, si lo hubiere, o los Tenedores para exigir el cumplimiento de las obligaciones de la Sociedad bajo dichos Títulos.

Compra de Títulos por parte de la Sociedad

La Sociedad puede, en cualquier momento, comprar Títulos en los mercados autorizados donde éstos listen o se negocien por medio de una oferta o acuerdo privado, a un precio que en todos los supuestos asegure un trato igualitario entre todos los tenedores de los Títulos. Cualquier Título comprado de esta forma por la Sociedad podrá ser registrado en nombre de la Sociedad o cancelado; estableciéndose, sin embargo, que, a efectos de determinar los Tenedores de Títulos con derecho a formular, dar o aceptar cualesquiera solicitudes, demandas, autorizaciones, directivas, notificaciones, consentimientos, renunciaciones y otras acciones bajo los términos de los Títulos, cualesquiera Títulos registrados en nombre de la Sociedad no se considerarán en circulación y no participarán al realizar, dar o aceptar dicha acción. La Sociedad no actuará como agente estabilizador del precio.

Compromisos generales de la Sociedad

En la medida en que permanezca pendiente el pago de cualquier servicio con relación a las Obligaciones Negociables bajo el Programa, la Sociedad se obliga a cumplir los siguientes compromisos, sin perjuicio de los que se establezcan con relación a Clase y/o Serie en cada Suplemento de Prospecto:

(a) Conservación de Bienes Inmuebles: la Sociedad hará que todas los bienes inmuebles utilizados en o útiles para el desarrollo de sus actividades, sean mantenidos en buenas condiciones de mantenimiento y funcionamiento, con excepción de aquellas manutenciones, reparaciones, renovaciones, reemplazos y mejoras cuya falta u omisión no pudiera tener un efecto significativamente adverso sobre las operaciones, actividades, situación (financiera o económica) de la Sociedad, consideradas como un todo;

(b) Pago de Impuestos y otros Reclamos: La Sociedad pagará o extinguirá, o hará que sean pagados o extinguidos antes de que entren en mora (i) todos los impuestos, tasas, contribuciones y cánones que graven a la Sociedad o a sus ingresos, utilidades o activos, y (ii) reclamos legítimos de naturaleza laboral, por prestación de

servicios o provisión de materiales, que, en caso de no ser cancelados, podrían tener un efecto significativamente adverso sobre las operaciones, actividades y situación (financiera o económica) de la Sociedad;

(c) Seguros: La Sociedad deberá contratar con compañías aseguradoras de primera línea y mantener pagos todos los seguros para cubrir los riesgos que habitualmente aseguran las compañías que desarrollan negocios similares a los de la Sociedad y que son titulares u operan bienes similares a los que posee u opera la Sociedad;

(d) Estados financieros. Mantenimiento de Libros y Registros: La Sociedad preparará sus estados financieros de acuerdo con los principios de contabilidad generalmente aceptados según fueren aplicados en Argentina, las normas contables vigentes y las demás normas aplicables (incluyendo, sin limitación, las Normas de la CNV), y los mismos serán dados a conocer entre el público inversor a través de los medios previstos por las normas vigentes. La Sociedad mantendrá sus libros, cuentas y registros de conformidad con los principios contables generalmente aceptados según fueren aplicados en Argentina, las normas contables vigentes y las demás normas aplicables (incluyendo, sin limitación, las Normas de la CNV).

(e) Requisitos de Información: La Emisora suministrará periódicamente a los Tenedores de los Títulos por los medios informativos habituales previstos en la legislación aplicable la información contable, financiera y de todo otro hecho relevante requerida por las normas y regulaciones aplicables de la CNV, el BYMA o el mercado en el cual se listen o se negocien los Títulos.

Rescate anticipado a opción de la Sociedad

La Sociedad podrá, siempre respetando la igualdad de trato entre los inversores, y siempre y cuando se encuentre expresamente especificado en el Suplemento de Prospecto de una Clase y/o Serie en particular, rescatar anticipadamente la totalidad o una parte de las Obligaciones Negociables de dicha Clase y/o Serie que se encuentren en circulación, al valor nominal con más los intereses devengados hasta la fecha de rescate, con más la prima que se establezca para el rescate de cada Clase y/o Serie en particular. El importe a pagar a los obligacionistas será el valor de rescate, que resultará de sumar al valor nominal -total o parcial, según el caso- y los intereses devengados conforme a las condiciones de emisión hasta el día de pago del valor de rescate y, de corresponder, la prima de rescate aplicable. La decisión será publicada en el Boletín Diario de la BCBA y en la página web de la CNV, a través de la AIF www.cnv.gov.ar. Tal publicación constituirá notificación suficiente para los obligacionistas. El valor de rescate se pagará en un plazo no mayor a treinta (30) días desde la publicación del aviso correspondiente.

Rescate anticipado por razones impositivas

A menos que se especifique lo contrario en los Suplementos de Precio correspondientes, las Obligaciones Negociables de cualquier Clase y/o Serie podrán ser rescatadas a opción de la Sociedad, siempre respetando la igualdad de trato entre los inversores, en su totalidad, pero no parcialmente, en caso que tuvieran lugar cambios impositivos que generen en la Sociedad la obligación de pagar montos bajo las Obligaciones Negociables adicionales a los montos o pagos contemplados a la fecha de emisión de una Clase y/o Serie. La decisión será publicada en el Boletín Diario de la BCBA y en la página web de la CNV, a través de la AIF www.cnv.gov.ar. Tal publicación constituirá notificación suficiente para los obligacionistas.

Eventos de Incumplimiento

- (i) Un Evento de Incumplimiento será cualquiera de los siguientes hechos (salvo que en un Suplemento de Prospecto de una Clase y/o Serie se establezca lo contrario, o se agreguen o modifiquen Eventos de Incumplimiento), sea cual fuere el motivo de dicho Evento de Incumplimiento: (a) Falta de pago de los Servicios de intereses y/o capital o Montos Adicionales adeudados respecto de cualquiera de las Obligaciones Negociables de una Clase y/o Serie cuando los mismos resulten vencidos y exigibles, y dicha falta de pago persistiera por un período de diez (10) días; o (b) Si la Sociedad no cumpliera ni observara debidamente cualquier término o compromiso establecidos en las condiciones de emisión de las Obligaciones Negociables y dicha falta de cumplimiento u observancia continuara sin ser reparada dentro de los treinta (30) días después de que cualquier inversor – o el agente fiduciario de los obligacionistas en los términos del art. 13 de la Ley de Obligaciones Negociables, en su caso - haya cursado aviso por escrito al respecto a la Sociedad; o (c) si la Sociedad solicitara la formación de concurso preventivo de acreedores o la declaración de su propia quiebra; o (d) Si la Sociedad iniciara procedimientos para un acuerdo preventivo extrajudicial en los términos de la legislación concursal de la República Argentina; o (e) si se le

tornase ilícito a la Sociedad cumplir con cualquiera de sus obligaciones derivadas de las Obligaciones Negociables, o cualquiera de sus obligaciones derivadas de éstas dejare de ser válida, obligatoria o exigible; o **(f)** salvo en el caso de una reorganización societaria, se dicte una orden o se apruebe una resolución según la cual la Sociedad deba ser liquidada o disuelta; o **(g)** si un tribunal o autoridad gubernamental competente dictase una orden mediante la cual designare un síndico liquidador u otro funcionario similar para la totalidad o una parte significativa de los bienes, activos e ingresos de la Sociedad, y una orden de revocación de dicha designación no se obtuviese dentro de los 60 (sesenta) días; o **(i)** si ocurriera cualquier acto por parte del Gobierno Nacional o gobiernos provinciales u organismos o dependencias de los mismos, que resultare en la expropiación de todos o substancialmente todos los bienes de la Sociedad; entonces, en cada uno de esos casos, cualquier titular o titulares de Obligaciones Negociables de una Clase y/o Serie que en ese momento se encuentre en circulación que representen en conjunto al menos un 25% del capital total no amortizado de dicha Clase y/o Serie en circulación, podrá declarar inmediatamente vencido y exigible el capital de todos las Obligaciones Negociables de esa Clase y/o Serie, junto con los intereses devengados hasta la fecha de caducidad de plazos, mediante envío de aviso por escrito a la Sociedad, a la CNV y, en su caso, a el mercado donde coticen o negocien las Obligaciones Negociables, salvo que de otro modo se estipule con relación a una Clase y/o Serie y con excepción del inciso c) del presente artículo en cuyo caso el capital e interés devengados sobre todas las Obligaciones Negociables en circulación vencerán automáticamente y se tomarán inmediatamente vencidas y exigibles, sin ninguna declaración u otra acción de parte de los tenedores de Obligaciones Negociables. Ante dicha declaración, el capital se tornará inmediatamente vencido y exigible, sin ninguna otra acción o aviso de cualquier naturaleza, a menos que con anterioridad a la fecha de entrega de ese aviso se hubieran remediado todos los Eventos de Incumplimiento que la hubieran motivado, y no se verificaren otros nuevos. Si en cualquier momento con posterioridad a que el capital de las Obligaciones Negociables de una Clase y/o Serie haya sido declarado vencido y exigible, y antes de que se haya obtenido o registrado una venta de bienes en virtud de una sentencia o mandamiento para el pago del dinero adeudado, la Sociedad abonara una suma suficiente para pagar todos los montos vencidos de capital e intereses respecto de la totalidad de las Obligaciones Negociables de dicha Clase y/o Serie que se hayan tornado vencidos, con más los intereses moratorios, y se hayan reparado cualesquiera otros Eventos de Incumplimiento referido a dicha Clase y/o Serie de Obligaciones Negociables, entonces la declaración de caducidad quedará sin efecto; o **(j)** que la Emisora no pagara a su vencimiento, el capital o los intereses bajo cualquier Endeudamiento Relevante de la Emisora dentro de los sesenta (60) días posteriores a su vencimiento o (según sea el caso), dentro de cualquier plazo de gracia que se haya convenido inicialmente; el mayor entre ambos; **(k)** que se dicte una o más sentencias que se encuentren firmes y consentidas condenando a efectuar el pago a la Emisora por un monto superior a US\$50.000.000 (Dólares estadounidenses cincuenta millones), y continúe sin ser satisfecha o suspendida en sus efectos en el plazo de sesenta (60) días a partir de la fecha en la cual dicha sentencia fuere notificada a la Emisora.

Notificaciones

Las notificaciones que deban cursarse a los tenedores de Títulos se cursarán en todos los casos por medio de las publicaciones que sean requeridas por la legislación aplicable, las Normas de la CNV, así como por los mercados de valores en los cuales se listen los Títulos. Asimismo, podrán disponerse medios de notificación adicionales complementarios para cada Clase y/o Serie de Títulos, los cuales se especificarán en el Suplemento de Prospecto correspondiente.

Salvo que en un Suplemento de Prospecto se dispusiera de otro modo, todos los avisos deberán cursarse mediante publicación por un día en el Boletín Diario de la BCBA o en un diario de gran circulación en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires y en la página web de la CNV, a través de la AIF www.cnv.gov.ar.

Modificaciones a los términos y condiciones de los Títulos

La Sociedad podrá convocar a asambleas de tenedores de una o más Clase de Títulos, a los efectos de modificar los términos y condiciones de los mismos.

Las asambleas de tenedores de Títulos deberán ser convocadas y celebradas en base a los requisitos dispuestos en la Ley de Obligaciones Negociables, Normas de la CNV aplicables y requisitos dispuestos por los mercados de valores en los cuales liste la Clase de Títulos respectiva, si fuera el caso.

Las asambleas de tenedores de Títulos podrán celebrarse en forma simultánea en Buenos Aires y otras jurisdicciones, conforme se especifique en el Suplemento de Prospecto correspondiente, por medio de un sistema de telecomunicaciones que les permita a los participantes escucharse mutuamente y hablar unos con otros, y cualquiera de tales asambleas simultáneas se reputarán como una única asamblea a efectos de la determinación del quórum y porcentajes de voto aplicables a cada asamblea.

Las modificaciones y reformas a los Títulos de una Clase podrán efectuarse, con la aprobación de los tenedores de Títulos de por lo menos una mayoría del capital total de dicha Clase de los Títulos o de todas las Clases emitidas bajo el Programa al cual la obligación, compromiso, Evento de Incumplimiento u otro término que es el objeto de dicha modificación, reforma o renuncia resulta aplicable, mientras estén vigentes, presentes o representados en ese momento en una asamblea extraordinaria de los tenedores de Títulos de la Clase relevante, celebrada de conformidad con las normas aplicables. Será de aplicación el Art. 14 de la Ley de Obligaciones Negociables.

Las asambleas de Tenedores de Títulos de una Clase podrán ser ordinarias o extraordinarias. Las modificaciones a los términos y condiciones de los Títulos de una Clase podrán ser aprobadas solamente en el seno de una asamblea extraordinaria. El quórum en cualquier asamblea en primera convocatoria se constituirá con las personas que tengan o representen el 60% (en el caso de una asamblea extraordinaria) o una mayoría (en el caso de una asamblea ordinaria) del monto total de capital que permanezca impago de los Títulos de la Clase relevante y en cualquier asamblea en segunda convocatoria serán las personas que tengan o representen el 30% del monto total de capital que permanezca impago de los Títulos de la Clase relevante (en el caso de asambleas extraordinarias) o las personas presentes en tal asamblea (en caso de asamblea ordinaria). En una asamblea en la cual esté presente un quórum según lo precedentemente descripto, cualquier resolución para modificar o reformar o para renunciar al cumplimiento con, cualquier disposición será efectivamente adoptada y decidida si cuenta con la aprobación de las personas con derecho a votar una mayoría del capital total de los Títulos de la Clase relevante presentes en la asamblea y debidamente representados, en su caso, para votar en la misma, salvo que se determine una mayoría especial en el correspondiente Suplemento de Prospecto. Cualesquiera modificaciones, reformas o renunciaciones bajo los Títulos será concluyente y obligatoria para los Tenedores de los Títulos de cada Clase afectados por ellas, hayan aprobado o no y hayan estado presentes o no en cualquier asamblea, y también lo será para todos los futuros Tenedores de Títulos de tal Clase afectados por ella, se anote o no la modificación, reforma o renuncia en cuestión en dichos Títulos.

La mayoría exigible de obligacionistas podrá expresarse sin necesidad de asamblea, por un medio fehaciente que asegure a todos los obligacionistas la debida información previa y el derecho a manifestarse. En tal caso, toda referencia de la presente a la asamblea se entenderá aplicable al régimen alternativo.

Listado y Negociación

La Sociedad solicitará el listado de las Obligaciones Negociables en el BYMA y su negociación en el MAE y, asimismo, las Obligaciones Negociables podrán ser listadas en otros mercados de valores locales o extranjeros autorizados por la CNV, o podrán no ser listadas, según se indique en cada Suplemento de Prospecto.

Acción Ejecutiva

Conforme a lo dispuesto por la Ley de Mercado de Capitales, cuando los Títulos no se encuentren representados en láminas, los tenedores de obligaciones negociables podrán solicitar en los términos del artículo 129 de la Ley de Mercado de Capitales la expedición de un comprobante de saldo en cuenta o comprobante de participación en el certificado global, según sea el caso, a efectos de legitimar al titular para efectuar cualquier reclamo judicial inclusive mediante acción ejecutiva conforme lo dispone el artículo 29, primer párrafo de la Ley de Obligaciones Negociables o ante cualquier jurisdicción arbitral, si correspondiere.

Prescripción

La acción causal de cobro del empréstito instrumentado bajo los Títulos prescribirá en el plazo de cinco (5) años para el pago de capital de los Títulos (conforme artículo 2560 del Código Civil y Comercial), y dos (2) años para el pago de intereses (incluidos Montos Adicionales) de los Títulos (conforme artículo 2562 del Código Civil y Comercial), ambos plazos contados a partir de la fecha en la que el pago se tornó exigible.

Ley aplicable. Consentimiento a la jurisdicción

Los Títulos constituirán “Obligaciones Negociables” conforme a la Ley de Obligaciones Negociables, y tendrán derecho a los beneficios establecidos en ella. La calificación de los Títulos como Obligaciones Negociables, la autorización, formalización y otorgamiento de los Títulos por parte de la Sociedad, y la aprobación de las mismas por la CNV para su oferta pública en Argentina, se encuentran regidas por la legislación argentina. Las demás cuestiones relacionadas a los Títulos podrán regirse por la legislación de otra jurisdicción conforme se establezca en cada Suplemento de Prospecto.

Todo juicio, acción o procedimiento iniciado contra la Sociedad o sus bienes, activos o ingresos con respecto a algún Título (un “**Procedimiento Relacionado**”) podrá ser interpuesto en forma no exclusiva ante los Tribunales Nacionales Ordinarios con competencia en lo comercial con asiento en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, el Tribunal de Arbitraje de la BCBA de conformidad con las disposiciones del artículo 46 de la Ley de Mercado de Capitales, o cualquier otro tribunal al cual la Sociedad decida someterse con respecto a cada una de las Clases y/o Series conforme se establezca en cada Suplemento de Prospecto.

Plan de Distribución

La Sociedad podrá colocar los Títulos (i) directamente a uno o más compradores o (ii) a través de agentes. Cada Suplemento de Prospecto contendrá los términos de la oferta y plan de distribución de los Títulos de cada Clase y/o Serie, pudiendo incluir el nombre de los compradores o agentes, el precio de emisión de los Títulos, el producido neto de dicha colocación, descuentos de emisión, comisiones, compensaciones y gastos relacionados, haciendo referencia a los procedimientos previstos por la Resolución General N° 622/13 que se aplicarán para cada emisión en particular, a saber: proceso de formación de libro (*book building*), subasta o licitación pública, y/o cualquier otro mecanismo que pueda ser creado en el futuro en virtud de las Normas de la CNV.

La Sociedad podrá celebrar convenios de suscripción, de colocación o cualquier otro acuerdo relacionado para la colocación inicial de los Títulos (los “**Contratos de Colocación**”), con entidades financieras u otros intermediarios autorizados conforme con las Normas de la CNV y las demás regulaciones vigentes, según se determine en cada Suplemento de Prospecto. Los colocadores asumirán la obligación de colocar los Títulos conforme la modalidad que se pacte en cada Contrato de Colocación. Asimismo, los Contratos de Colocación contendrán, entre otras, disposiciones sobre el precio, comisiones, la forma y condiciones bajo las cuales los colocadores eventualmente adquirirán los Títulos.

Los Contratos de Colocación establecerán disposiciones relativas a designación de colocadores adicionales ya sea en general para los Títulos como para una Clase específica de las mismas.

Los Títulos sólo podrán ser ofrecidos al público en la República Argentina por la Sociedad, los colocadores o a través de personas o entidades que se hallen autorizadas conforme a las leyes y reglamentaciones de Argentina a ofrecer y vender Obligaciones Negociables directamente al público.

EMISOR

Vista Oil & Gas Argentina S.A.U.
Av. Libertador 101, Piso 12, Vicente López
Provincia de Buenos Aires
República Argentina

**ASESORES LEGALES
DE LA EMISORA**

Bruchou, Fernández Madero & Lombardi
Ing. Butty 275 – Piso 12
(C1001AFA) Ciudad Autónoma de Buenos Aires
República Argentina

AUDITORES DE LA EMISORA

Pistrelli, Henry Martín y Asociados S.R.L.
Firma miembro de Ernst & Young Global
25 de mayo 476
(C1002ABJ) Ciudad Autónoma de Buenos Aires
República Argentina