

## PROSPECTO



### 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. (“**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 descriptos 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., (CUIT 33-51595089-9) CON SEDE SOCIAL SITA EN AV. DEL LIBERTADOR 101, PISO 12, LOCALIDAD DE VICENTE LÓPEZ, PARTIDO DE VICENTE LÓPEZ, PROVINCIA DE BUENOS AIRES – NÚMERO DE TELÉFONO +54 11 3754-8500 – PÁGINA WEB: [WWW.VISTAOILANDGAS.COM](http://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 Prospecto 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 31 de julio de 2020

## ÍNDICE

<b>DECLARACIONES SOBRE HECHOS FUTUROS .....</b>	<b>4</b>
<b>TÉRMINOS TÉCNICOS Y REGULATORIOS.....</b>	<b>6</b>
<b>RESUMEN .....</b>	<b>11</b>
<b>RESUMEN DE LOS TÉRMINOS Y CONDICIONES DE LOS TÍTULOS .....</b>	<b>20</b>
<b>PARTE A .....</b>	<b>26</b>
<b>INFORMACIÓN DEL EMISOR.....</b>	<b>26</b>
<b>FACTORES DE RIESGO .....</b>	<b>75</b>
<b>POLÍTICAS DE LA EMISORA.....</b>	<b>121</b>
<b>INFORMACIÓN SOBRE DIRECTORES, GERENCIA, ASESORES Y MIEMBROS DEL ÓRGANO DE FISCALIZACIÓN .....</b>	<b>124</b>
<b>ESTRUCTURA DEL EMISOR, ACCIONISTAS Y TRANSACCIONES CON PARTES RELACIONADAS .....</b>	<b>129</b>
<b>ANTECEDENTES FINANCIEROS .....</b>	<b>133</b>
<b>INFORMACIÓN ADICIONAL.....</b>	<b>161</b>
<b>PARTE B.....</b>	<b>198</b>
<b>NOTIFICACIÓN A LOS INVERSORES.....</b>	<b>198</b>
<b>DE LA OFERTA Y LA NEGOCIACIÓN .....</b>	<b>200</b>

## 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;
- tasas de inflación continuas y/o más altas;
- 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;
- incertidumbres relacionadas con concesiones gubernamentales y permisos de exploración futuros;
- resultados desfavorables en litigios que puedan surgir en el futuro;
- cambios en las leyes, normas, reglamentos e interpretaciones y su ejecución aplicable a los sectores energéticos de Argentina, incluyendo cambios en el entorno regulatorio en el que operamos y cambios a programas establecidos para promover inversiones en la industria energética;
- cualquier aumento inesperado en costos de financiamiento o la imposibilidad de obtener financiamiento y/o capital adicional en condiciones atractivas;
- cualquier cambio en el mercado de capitales en general que pueda afectar las políticas o actitud en Argentina, y/o en sociedades argentinas respecto de financiamientos otorgados a o inversiones realizadas en México o a sociedades argentinas;
- multas u otras sanciones o reclamaciones de las autoridades y/o clientes;
- intervención gubernamental, incluyendo medidas que resulten en cambios a los mercados laborales, mercados cambiarios o sistemas tributarios argentinos;
- cualquier evento de fuerza mayor, o fluctuaciones o reducciones en el valor de la deuda pública argentina;
- incertidumbre relacionada con los efectos del brote de covid-19
- 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; 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. 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 las concesiones Jarilla Quemada y Charco Palenque.
- “**AIF**” significa en la página web de la CNV ([www.cnv.gov.ar](http://www.cnv.gov.ar)) en el ítem “Información Financiera” de la Autopista de Información Financiera.
- “**Alianza Petrolera**” significa Petrolera Argentina S.A.
- “**ANSES**” significa la Administración Nacional de la Seguridad Social.
- “**APCO Argentina**” significa APCO Argentina S.A.
- “**APCO International**” significa APCO Oil and Gas International Inc.
- “**APCO Sucursal Argentina**” significa APCO Oil and Gas International Inc. (Sucursal Argentina).
- “**API**” significa gravedad API, una medida de densidad del crudo establecida por el American Petroleum Institute.
- “**Baker Hughes**” significa Baker Hughes Argentina S.R.L.
- “**Bnbb1**” significa miles de millones de barriles de petróleo.
- “**BCRA**” significa el Banco Central de la República Argentina.
- “**bb1**” 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 no convencional de “Coirón Amargo Sur Oeste”.
- “**CIADI**” significa el Centro Internacional de Arreglo de Diferencias Relativas a Inversiones.
- “**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 las concesiones de explotación Petrolera de Entre Lomas, Bajada del Palo y Agua Amarga, ubicadas en la Cuenca Neuquina en las Provincias de Neuquén y Río Negro, Argentina, Argentina.
- “**D&M**” significa DeGolyer and MacNaughton
- “**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.
- “**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*”.
- “**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 CMMESA.
- “**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 Energía dependiente del Ministerio de Desarrollo Productivo de Argentina, anteriormente dependiente del 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, Jarilla Quemada, 25 de Mayo-Medanito y JDM, todas ellas en la cuenca neuquina; (ii) una participación operada del 55% en los derechos de explotación de la concesión Coirón Amargo Norte, en la Provincia del Neuquén; (iii) una participación no operada del 16,95% en los derechos de explotación relacionados con la concesión Sur Río Deseado Este, en la provincia de Santa Cruz, que está operada por una subsidiaria de Cruz Sur Energy (anteriormente conocida como Pentanova Energy Corp.), Alianza Petrolera; (iv) una participación sin operación del 44% en los derechos derivados de un contrato de exploración relacionado con Sur Río Deseado Este, que está operado por Quintana E&P Argentina S.R.L. (“Quintana E&P”); (v) una participación sin operación del 1,50% en los derechos de explotación de la concesión Acambuco, en la Provincia de Salta, que está operada por Pan American Energy L.L.C. (Sucursal Argentina); (vi) una participación operada del 90% en la concesión de explotación no convencional en el bloque Águila Mora, en la Provincia del Neuquén; y (vii) una participación no operada del 10% en concesión de explotación no convencional del bloque Coirón Amargo Sur Oeste (operada por Shell). Al 31 de diciembre de 2019, Vista Argentina tenía 294 empleados directos y aproximadamente 2.100 empleados subcontratados disponibles para proveer servicios en nuestras operaciones, de los cuales aproximadamente 450 se dedican a la operación de sus concesiones en el día a día.

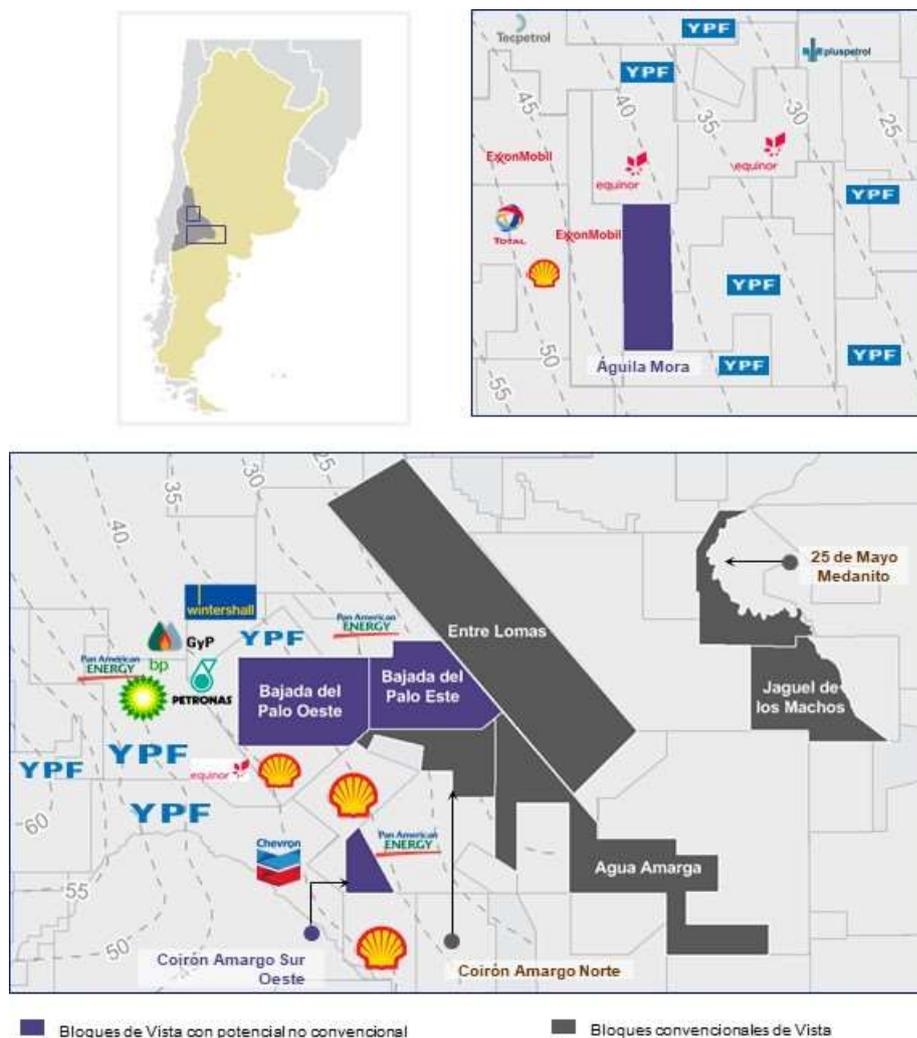
Vista Argentina es titular y operadora de activos de producción convencionales de alta calidad, bajo costo de operación y altos márgenes ubicada en Argentina. Bajo el mando de un Equipo de Administración de primera categoría a nivel mundial el Grupo busca generar sólidos retornos para sus accionistas aprovechando los excelentes activos convencionales que generan fuertes flujos de efectivo, así como desarrollando los 134.000 acres netos sobre los que tenemos derecho en la formación Vaca Muerta.

De acuerdo con la Secretaría de Energía, al 31 de diciembre de 2019, éramos el cuarto mayor productor de petróleo no convencional en Argentina, con 8 pozos en producción. Nuestra producción diaria promedio fue de 28.741 boe/d en el año finalizado el 31 de diciembre de 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 2019 contábamos con Reservas Probadas equivalentes a 101,5 MMboe, 52% de ellas ubicadas en yacimientos *shale*, y de las cuales aproximadamente el 70% consisten de petróleo. Hemos identificado más de 700 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.

Adicionalmente, aumentamos nuestra producción diaria promedio en un 16%, de 24.470 boe/d durante el año concluido el 31 de diciembre de 2018 a 28.741 boe/d durante el año terminado el 31 de diciembre de 2019. Dicho aumento fue principalmente impulsado por el desarrollo de nuestro acreage en Vaca Muerta en la concesión de Bajada del Palo Oeste, en donde completamos y conectamos nuestros primeros 8 pozos. Durante los primeros 180 días, la producción acumulada de los 8 pozos fue un 28% superior a nuestra curva tipo. Adicionalmente, en agosto de 2019 nuestra producción de shale alcanzó más de 10.000 boe en un día y nuestra producción total promedió más de 33.000 boe/d. 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.

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:



### 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 prioritarias:

**Mejora en la sólida generación de flujo de caja.** La mejora de los flujos de caja generado por 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, con el respaldo de nuestro continuo enfoque en la maximización de la eficiencia de nuestra producción convencional, constituirá la principal fuente de generación de flujo de caja y la estimulación 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. Nuestro plan de desarrollo completo para el bloque Bajada del Palo Oeste incluye la perforación de más de 700 pozos horizontales con una longitud lateral de entre 2.500 metros y 3.000 metros. Además, recientemente hemos obtenido la concesión de explotación no convencional en el bloque Águila Mora. Más aún, en el bloque Bajada del Palo Este nos hemos comprometido con la Provincia de Neuquén a perforar y terminar cinco pozos horizontales para finales de 2021 con el objeto de definir un plan de desarrollo para todo el campo.

***Una posición de liderazgo como operador.*** Aspiramos a convertirnos en un operador líder en la formación no convencional de Vaca Muerta a través de operar con los costos de desarrollo más bajos, aunado a la extracción del máximo valor de nuestra producción no convencional mediante la continua reducción de nuestros costos operativos y el sostenimiento de nuestros niveles de producción con recuperación primaria, secundaria y terciaria en términos rentables. Creemos que la experiencia y el conocimiento de nuestro Equipo de Administración y nuestros especialistas 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. Durante el 2019, completamos y conectamos nuestros primeros 8 pozos que llevó la producción de shale en Bajada del Palo Oeste desde cero a un más de 10.000 en agosto 2019 y tuvo una producción promedio de 4,9 Mboe/d en el año terminado el 31 de diciembre de 2019. Adicionalmente, en febrero de 2020 completamos y conectamos nuestro tercer pad de 4 pozos. Empleamos una estricta política de gestión de presión para preservar la integridad de las estimulaciones hidráulicas y la estabilidad de presión del fondo del pozo. En cada uno de estos tres pads, aterrizamos dos pozos en el horizonte de navegación La Cocina, mientras los otros dos fueron aterrizados en Orgánico. Completamos cada pad con 10 clusters por etapa de estimulación hidráulica, con un espaciamiento entre estimulaciones hidráulicas de 246 pies (75 metros) en el primer pad y 197 pies (60 metros) en el segundo y tercer pad (con excepción de un pozo de 40 metros de espaciamiento en el tercero). Durante la perforación y completación de nuestro tercer pad, logramos mejorar nuestra eficiencia de perforación aumentando nuestra velocidad de perforación por un 20% a un promedio de 726 pies diarios, con respecto a un promedio de 477 pies diarios en nuestro primer pad. Adicionalmente, también mejoramos nuestro costo de completación al reducir nuestro costo por etapa de estimulación en un 14% a US\$189 miles de Dólares, desde US\$220 miles de Dólares con respecto a nuestro primer pad. Como resultado, el costo de perforación y completación promedio por pozo (normalizado a una longitud lateral de 2.500 metros y 34 etapas de estimulación hidráulica) se redujo de US\$13,8 millones a US\$11,7 millones, resultando en ahorros de 15%. 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, resultando en 8 etapas de estimulación en un mismo día y 5,0 etapas de estimulación 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 en un periodo de 24 horas y, consecuentemente, alcanzando 11 etapas de estimulación en un mismo día y 7,6 etapas de estimulación promedio por día. Las mejoras en el rendimiento y en los costos de perforación de nuestro tercer 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, la transferencia de agua a los tanques en la locación utilizando una manguera plana para mejorar el costo del agua y la logística durante la completación y la mejora continua a través de nuestro modelo de contratación "One-Team". Adicionalmente, la mejora en nuestro desempeño en la completación del tercer 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 rig-lock wireline y engrasado remoto de válvulas de estimulación.

***Conservar nuestra flexibilidad financiera.*** Tenemos la intención de mantener un balance sólido, con bajos niveles de deuda, mediante la generación de flujos de caja de efectivo con bajo riesgo a través de nuestros activos tanto convencionales como no convencionales. Nos proponemos desarrollar nuestro acreage en Vaca Muerta a un ritmo que nos permita mantener una sana posición financiera.

***Búsqueda de oportunidades de crecimiento rentables.*** Creemos que existen 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. A nivel Grupo, nuestra estrategia de largo plazo está enfocada en el desarrollo de un portafolio de activos convencionales y no convencionales de alta calidad con diversidad geográfica en América Latina.

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

### **Información concerniente a la naturaleza y resultados de reorganizaciones significativas**

#### *Fusión*

El proceso de fusión por absorción sin liquidación 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”). El proceso de reestructuración corporativa fue parte de una reestructuración no gravada por el impuesto a las ganancias de conformidad con la Ley de Impuesto a las Ganancias de Argentina

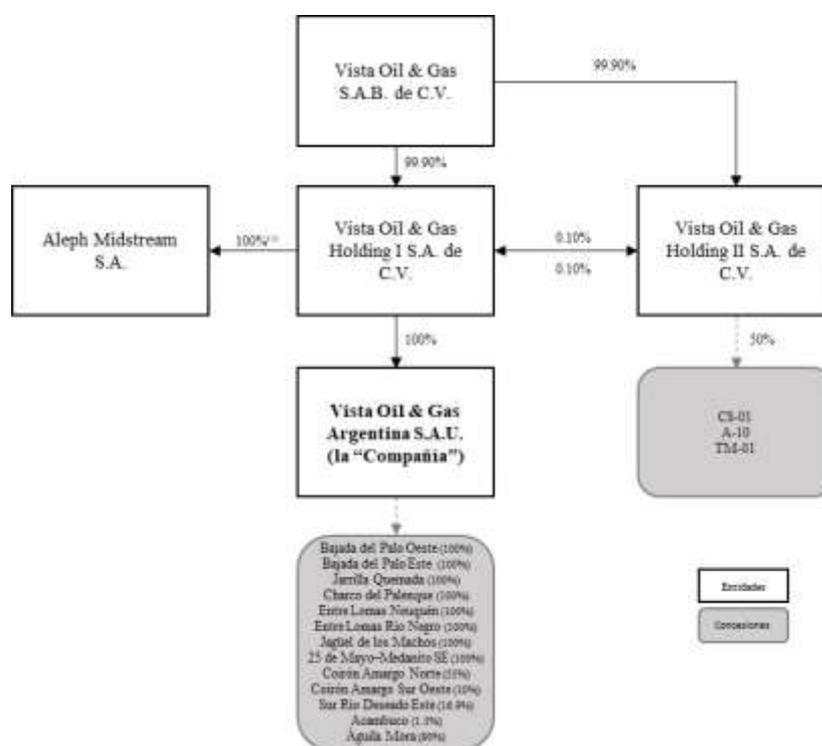
Con motivo de la Fusión inscripta, Vista Oil & Gas Argentina ha modificado su tipo societario de sociedad anónima (S.A.) a sociedad anónima unipersonal (S.A.U.), y en su carácter de sociedad absorbente y

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%). Los trámites para proceder a cancelar dichas uniones transitorias, con motivo de la confusión de los socios a partir de la inscripción de la Fusión han sido iniciados por Vista Oil & Gas Argentina S.A.U.

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, y los porcentajes de participación en las diferentes concesiones de explotación en el país:



(1) Vista Oil & Gas Holding I, S.A. de C.V. tiene una participación indirecta del 0,27% en Aleph Midstream. El 99,73% restante lo mantienen entidades legales totalmente controladas.

## Eventos significativos del 2019 y primer trimestre del 2020

### Crecimiento de la producción y las reservas

Durante el año 2019, la producción diaria promedio fue de 28.741 barriles equivalente de petróleo por día (boe/d), compuesta por 18.067 barriles de petróleo por día (representando el 63% de la producción total), 1,59 millones de metros cúbicos por día (MMm3/d) de gas natural (representando el 35% de la producción total) y 700 boe/d de NGL, representando el 2% restante de la producción total. La producción total en 2019 se incrementó en un 16% en comparación con la producción total en 2018, la cual fue de 24.470 boe/d.

Según lo certificado por nuestros auditores de reservas calificados independientes, D&M, las reservas probadas alcanzaron 101,5 MMboe al 31 de diciembre de 2019, lo cual representó un incremento del 76% comparado con los 57,6 MMboe al 31 de diciembre de 2018. El aumento fue impulsado principalmente por nuestro desarrollo de

petróleo *shale* en Bajada del Palo Oeste, el cual añadió 49,2 MMboe. La tasa de reposición de reservas implícita al 31 de diciembre de 2019 fue del 518%, resultado de una tasa de reposición de reservas del 635% en reservas de petróleo y del 298% en reservas de gas.

#### *Desarrollo Vaca Muerta*

Durante el 2019, completamos y conectamos nuestros primeros 8 pozos y perforamos el tercer *pad* de 4 pozos, lo cual llevó nuestra producción de *shale* en Bajada del Palo Oeste de cero a más de 10.000 boe/d en agosto de 2019, y tuvo un promedio diario de producción de 4,9 Mboe/d por el año terminado el 31 de diciembre de 2019. En cada uno de los tres *pads*, dos pozos fueron aterrizados en la formación denominada “La Cocina” mientras que los otros dos fueron aterrizados en la formación denominada “Orgánico”. Completamos cada *pad* con 10 *clusters* por etapa con un espaciamiento entre estimulaciones hidráulicas de 246 pies (75 metros) en el primer *pad* y 197 pies (60 metros) en el segundo y tercer *pad* (con excepción de un pozo de 40 metros de espaciamiento en el tercero). Consideramos que el enfoque y la experiencia de nuestro equipo nos permitió lograr 19,3 horas de tiempo de bombeo en un periodo de 24 horas, fluidos de 12.697 m<sup>3</sup> y arena de 42.856 sxs, resultando en 8 etapas de estimulación hidráulica en un solo día y 5,0 etapas de estimulación promedio por día en nuestro primer *pad*. Estas cifras se mejoraron en nuestro segundo *pad* de 4 pozos, alcanzando un tiempo de bombeo de 22 horas en un solo día y, logrando 11 etapas de estimulación hidráulica en un solo día y 7,6 etapas de estimulación promedio por día. Las mejoras en el rendimiento y en los costos de perforación de nuestro tercer *pad* fueron impulsados 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 dirijible durante la sección direccional, la transferencia de agua a los tanques en la locación utilizando una manguera plana para mejorar el costo del agua y la logística durante la completación y la mejora continua a través de nuestro modelo de contratación “One-Team”.

#### *Explotación no convencional de la Concesión Águila Mora*

El 29 de noviembre de 2019, el gobernador de la provincia de Neuquén emitió el Decreto 2597 por el cual se concedió en favor de la compañía G&P una concesión de explotación no convencional sobre el área “Águila Mora” por un plazo de 35 años (renovable, a su vencimiento y sujeto a ciertas condiciones, por períodos sucesivos de 10 años), reemplazando el permiso de exploración anteriormente otorgado.

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

La concesión de explotación no convencional mencionada incluye un período inicial de plan piloto de 2 años, plazo durante el cual Vista Argentina debe (i) poner en producción tres pozos ya perforados y completados por el operador anterior, (ii) perforar dos pozos horizontales nuevos, y (iii) construir instalaciones de superficie asociadas, totalizando una inversión aproximada de US\$32.000.000.

En el marco del otorgamiento de la concesión de explotación no convencional antes mencionada, Vista Argentina pagó a la provincia de Neuquén los siguientes conceptos: (i) bono de infraestructura por un monto de US\$700.000; y (ii) en materia de Responsabilidad Social Empresaria (“RSE”), un monto de US\$800.000.

#### *Reestructuración Argentina*

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

#### *Cambio de sede social*

La Asamblea de fecha 28 de agosto de 2019 decidió modificar su sede social y domicilio legal a la jurisdicción de Provincia de Buenos Aires. La decisión de modificar el domicilio legal a dicha jurisdicción ha sido inscripta en la Dirección Provincial de Personas Jurídicas de la Provincia de Buenos Aires el 4 de diciembre de 2019 por resolución 11095 del 2 de diciembre de 2019, habiéndose inscripto la cancelación en la Inspección General de Justicia de la Nación con fecha 20 de diciembre de 2019. El domicilio de la actual sede social de la Sociedad es

Av. del Libertador 101, Piso 12, Localidad de Vicente López, Partido de Vicente López, Provincia de Buenos Aires, Argentina.

#### *Finalización de tercer pad*

En febrero de 2020, completamos nuestro tercer *pad* de 4 pozos en el desarrollo de Vaca Muerta en la concesión Bajada del Palo Oeste. Completamos nuestro tercer *pad* con un total de 177 etapas de estimulación hidráulica, lo que resultó en un costo por etapa de estimulación hidráulica de US\$189 mil, comparado con los US\$220 mil en nuestro primer *pad*. El costo total por pozo normalizado (a 2.500 metros y 34 etapas de estimulación por pozo) del tercer *pad* alcanzó US\$11,7 millones, lo que resultó en un ahorro del 15% respecto de los US\$13,8 millones de dólares de nuestro primer *pad*. Consideramos que la mejora en nuestro rendimiento en la completación de nuestro tercer *pad* es principalmente el resultado del modelo contractual One-Team, el 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 *rig-lock wireline* y engrasado remoto de válvulas de estimulación hidráulica.

#### *Cambios en la estructura de capital de Aleph Midstream*

Aleph Midstream S.A. ("Aleph Midstream") es una compañía del Grupo que comenzó a operar en agosto de 2019 y se convirtió en el primer jugador de midstream enfocado en proveer servicios de recolección, procesamiento y evacuación para la producción de petróleo y gas en la cuenca de Neuquina, encabezando un nuevo paradigma para el desarrollo de Vaca Muerta, construido sobre el concepto de asociaciones a largo plazo con productores orientados al upstream.

A la luz de los escenarios macroeconómico y de la industria hidrocarbúfera inciertos y la reducción de necesidades de capex en nuestras instalaciones de *midstream*, acordamos terminar nuestro *midstream joint venture* que celebramos en junio de 2019 con una filial de Riverstone, una filial del Grupo Southern Cross y ciertos copatrocinadores individuales (los "Socios"). Por consiguiente, el 31 de marzo de 2020, Vista Oil & Gas, S.A.B. de C.V. completó la adquisición de los Socios de la participación en el capital suscrito y en circulación de dichos Socios en Aleph Midstream, a un precio total de compra de US\$37,5 millones de Dólares (cantidad equivalente a la totalidad del capital efectivamente aportado a Aleph Midstream por los Socios). Como resultado de dichas operaciones, Aleph Midstream es una subsidiaria de propiedad exclusiva de Vista Oil & Gas, S.A.B. de C.V.

### **Hechos Recientes**

#### *Renuncia del Presidente y Director Titular de la Sociedad*

Con fecha 2 de marzo de 2020 el Directorio de la Sociedad resolvió aceptar la renuncia del Sr. Gastón Remy a su cargo de Presidente y Director Titular de la Sociedad, la cual obedeció a motivos de índole personal.

#### *Distribución de Dividendos*

En la asamblea celebrada el 30 de abril de 2020 (ID 2602395), se decidió aprobar la desafectación parcial de la reserva facultativa y proceder al pago de un dividendo al accionista en efectivo por el monto total de \$848.000.000, o su equivalente de 12.742.299,02 dólares estadounidenses al tipo de cambio "comprador" del Banco Nación al cierre del día 29 de abril de 2020 (\$66,55 por US\$1), correspondiente a los resultados acumulados al ejercicio 31 de diciembre de 2017.

En la asamblea celebrada el 5 de junio de 2020 (ID 2619645), se decidió por unanimidad (i) absorber la totalidad de las pérdidas acumuladas al 31 de diciembre de 2019 mediante la afectación parcial de la reserva facultativa (en función de ello, la reserva facultativa registra un saldo remanente de Ps. 1.125.436.077,67) y (ii) desafectar la reserva facultativa por la suma de \$1.125.436.000 y distribuir el saldo desafectado, o su equivalente en dólares estadounidenses, como dividendo al accionista.

#### *Decreto N° 488/20*

El 19 de mayo de 2020, el Decreto N° 488/20 dispuso que, hasta el 31 de diciembre de 2020: (i) las entregas de petróleo crudo que se efectúen en el mercado local deberán ser facturadas por las empresas productoras y pagadas por las empresas refinadoras y sujetos comercializadores, tomando como referencia para el crudo tipo Medanita el precio de Dólares Estadounidenses cuarenta y cinco por barril (US\$ 45/bbl) y, durante dicho período las empresas productoras deberán sostener los niveles de actividad y/o de producción registrados durante el año

2019. Para mayor información, favor de referirse a la sección “*Marco Regulatorio del Petróleo y Gas en Argentina -Mercado de Petróleo Crudo*”.

#### *Pandemia de COVID-19*

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

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

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

Disminución de la demanda de petróleo. La demanda de nuestros productos de petróleo crudo y gas está en gran parte influenciada por la actividad y el crecimiento económico en Argentina, México y a nivel mundial. Los efectos de la crisis mundial de COVID-19 han llevado a una desaceleración económica mundial y, como resultado, se ha producido una disminución a nivel mundial de la demanda de petróleo crudo y derivados. Las últimas estimaciones de la IEA, EIA y OPEP, previeron que la demanda mundial de petróleo crudo disminuirá entre 12 MMbbl/d y 23 MMbbl/d durante el segundo trimestre de 2020 en comparación con el segundo trimestre de 2019. Además, los gobiernos de todo el mundo, incluido Argentina, han aplicado medidas para proteger a su población contra el COVID-19. Estas medidas preventivas han causado una disminución de la demanda de ciertos bienes y servicios, incluidos los productos derivados del petróleo. A la fecha de este Prospecto, no podemos predecir el efecto que estas medidas tendrán en nuestras operaciones o en nuestra condición financiera. En Argentina estamos experimentando actualmente niveles similares de contracción de la demanda de petróleo crudo, que nos ha obligado a cerrar la producción, como se explica a continuación.

Disminución de los precios internacionales del petróleo crudo. Como se expone en la sección “*Factores de Riesgo – Riesgos relacionados con nuestro negocio e industria - Estamos expuestos a los efectos de las fluctuaciones en los precios internacionales del petróleo y el gas*”, durante marzo y abril de 2020, los precios del petróleo Brent se vieron forzados a la baja por la contracción de la demanda de crudo y la falta de consenso entre la OPEP y OPEP+ respecto de los recortes a la producción a principios de marzo. Los precios del crudo argentino estaban vinculados al Brent durante esos meses, por lo que también se vieron forzados a la baja en medio de un colapso de la demanda en el mercado interno. Como resultado, el precio promedio de venta de petróleo para Vista en abril y mayo fue de US\$20,0/bbl y US\$24,4/bbl, respectivamente. Si bien el Decreto N° 488/2020 establece un precio de referencia para facturar y cobrar las entregas de petróleo crudo en el mercado local equivalente a US\$ 45 por barril (US\$ 45/bbl), no podemos garantizar que haya suficiente demanda de las refinadoras locales para generar una mejora sustancial de nuestro precio promedio de venta en los siguientes trimestres. Tampoco podemos predecir qué precio el precio de venta tendremos con posterioridad al vencimiento del Decreto N° 488/2020, el 31 de diciembre de 2020.

Actividad. Derivado de la baja de precios en Argentina y a la repentina disminución de la demanda de petróleo crudo en Argentina, el 20 de marzo de 2020 decidimos detener nuestra actividad de perforación y terminación en nuestro proyecto en Vaca Muerta en Bajada del Palo Oeste.

Producción. Debido a la contracción de la demanda de crudo, el 20 de marzo de 2020 decidimos cerrar nuestros 12 pozos en Vaca Muerta, lo que equivale a aproximadamente el 30% de nuestra producción total. Previo al recorte de producción, logramos un pico de 11,500 bod/d en nuestra producción de *shale*, con más de 2.600 boe/d proveniente de un solo pozo. A fines de mayo hemos reconectado los 12 pozos, los cuales tuvieron una producción diaria promedio de 14.0 Mboe/d durante junio de 2020. A la fecha del presente Prospecto nos encontramos evaluando la evolución de la presión, producción de crudo y corte de agua de cada uno de los pozos.

Ahorro de costos. Actualmente estamos implementando varios planes de ahorro de costos para reducir los gastos de capital, los gastos operativos y los gastos generales y de administración para el año 2020, dando prioridad a la preservación del efectivo y tratando de mantener una posición de caja sólida. El ahorro en los gastos de capital

estará relacionado con la reducción de la actividad de perforación y completación, como se ha señalado anteriormente, y con el aplazamiento de las instalaciones y otros proyectos hasta 2021. Se espera que se generen ahorros en los gastos de operación y explotación por la reducción de la actividad de extracción y la renegociación de las tarifas y los aranceles con los contratistas de servicios.

Rendimiento financiero. La combinación de precios más bajos y niveles de producción más bajos probablemente impactará negativamente nuestros ingresos netos, el EBITDA ajustado y los flujos de efectivo de las operaciones en los próximos trimestres. El continuo y pobre desempeño económico podría eventualmente llevar a un deterioro de nuestros índices de cobertura financiera, y provocar que no cumplamos con nuestras obligaciones financieras convenidas en el Préstamo Sindicado. Una contracción de la demanda de petróleo crudo también podría afectarnos financieramente, incluyendo nuestra capacidad de pagar a nuestros proveedores por sus servicios, lo que podría, a su vez, llevar a aumentar las dificultades operativas.

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

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

#### **Información de contacto**

El domicilio legal de la Sociedad es Av. del Libertador 101, Piso 12, Localidad de Vicente López, Partido de Vicente López, Provincia de Buenos Aires, Argentina. Su número de teléfono es +54 (11) 3754-8500, y su correo electrónico es [ir@vistaoilandgas.com](mailto: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.

<b>Emisora</b>	Vista Argentina
<b>Monto Inicial del Programa</b>	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.
<b>Duración del Programa</b>	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.
<b>Clases y/o Series</b>	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 Prospecto que suplementan estos términos y condiciones (los “ <b>Términos y Condiciones</b> ”). 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.
<b>Garantía</b>	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 Prospecto correspondiente a una Clase y/o Serie.
<b>Factores de Riesgo</b>	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.
<b>Organizador</b>	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 Prospecto correspondiente a una Clase y/o Serie.
<b>Fiduciario</b>	De acuerdo con lo que sobre el particular indique el Suplemento de Prospecto 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 “ <b>Tenedores</b> ”), y que tendrá aquellos derechos y obligaciones que surjan del contrato de fideicomiso o “ <i>indenture</i> ” respectivo.

<b>Agente de Registro y/o de Pago</b>	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 Prospecto de la Clase y/o Serie respectiva.
<b>Agentes Colocadores</b>	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 Prospecto correspondiente a una Clase y/o Serie.
<b>Listado, Negociación y Oferta</b>	<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 Prospecto 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>
<b>Sistemas de compensación</b>	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 Prospecto respectivo.
<b>Forma de las Obligaciones Negociables. Título Ejecutivo</b>	<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 Prospecto 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 Prospecto 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 Prospecto 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 Prospecto 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 Prospecto correspondiente.

<b>Amortización</b>	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.
<b>Rescate</b>	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 Prospecto respectivo, respetando, en todo momento, la igualdad de trato entre los inversores y la transparencia. Las Obligaciones Negociables podrán ser rescatadas en dos o más cuotas en las fechas y forma especificadas en el Suplemento de Prospecto respectivo.
<b>Rescate Opcional</b>	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 Prospecto respectivo, respetando, en todo momento, la igualdad de trato entre los inversores y la transparencia.
<b>Rescate Parcial</b>	Las Obligaciones Negociables podrán ser rescatadas 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, respetando, en todo momento, la igualdad de trato entre los inversores y la transparencia.
<b>Rescate por razones impositivas</b>	Con excepción de lo descrito 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> , respetando, en todo momento, la igualdad de trato entre los inversores y la transparencia.
<b>Intereses</b>	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 Prospecto respectivo.
<b>Denominaciones</b>	Las Obligaciones Negociables serán emitidas en las denominaciones que se especifiquen en el Suplemento de Prospecto respectivo, sujeto al cumplimiento de todos los requerimientos legales y regulatorios.
<b>Calificaciones</b>	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 Prospecto. La Emisora cuenta con una calificación de riesgo otorgada por FIX SCR S.A. Agente de Calificación de Riesgo ( <b>“Fix”</b> ). En abril de 2020, Fix confirmó en la categoría A+ (arg) a la calificación de emisor de la Emisora, asignándole una <i>“perspectiva negativa”</i> . Los detalles de las calificaciones de la Emisora pueden ser consultados por el público inversor en el sitio web de Fix ( <a href="http://www.fixscr.com/calificaciones">www.fixscr.com/calificaciones</a> )
<b>Compromisos</b>	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.
<b>Incumplimiento de otras obligaciones</b>	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 “*De la Oferta y Negociación – Impuestos*” 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.

**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: a inversiones en activos físicos y bienes de capital situados en el país, adquisición de fondos de comercio situados en el país, integración de capital de trabajo en el país o refinanciación de pasivos, a la integración de aportes de capital en sociedades controladas o vinculadas a la Emisora, a la adquisición de participaciones sociales y/o financiamiento del giro comercial del negocio de la Sociedad, 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.

**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 Prospecto 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 Prospecto 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 Prospecto 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, Jarilla Quemada, 25 de Mayo-Medanito y JDM, todas ellas en la cuenca neuquina; (ii) una participación operada del 55% en los derechos de explotación de la concesión Coirón Amargo Norte, en la Provincia del Neuquén; (iii) una participación no operada del 16,95% en los derechos de explotación relacionados con la concesión Sur Río Deseado Este, en la provincia de Santa Cruz, que está operada por una subsidiaria de Cruz Sur Energy (anteriormente conocida como Pentanova Energy Corp.), Alianza Petrolera; (iv) una participación sin operación del 44% en los derechos derivados de un contrato de exploración relacionado con Sur Río Deseado Este, que está operado por Quintana E&P Argentina S.R.L. (“Quintana E&P”); (v) una participación sin operación del 1,50% en los derechos de explotación de la concesión Acambuco, en la Provincia de Salta, que está operada por Pan American Energy L.L.C. (Sucursal Argentina); (vi) una participación operada del 90% en la concesión de explotación no convencional en el bloque Águila Mora, en la Provincia del Neuquén; y (vii) una participación no operada del 10% en concesión de explotación no convencional del bloque Coirón Amargo Sur Oeste (operada por Shell). Al 31 de diciembre de 2019, Vista Argentina tenía 294 empleados directos y aproximadamente 2.100 empleados subcontratados disponibles para proveer servicios en nuestras operaciones, de los cuales aproximadamente 450 se dedican a la operación de sus concesiones en el día a día.

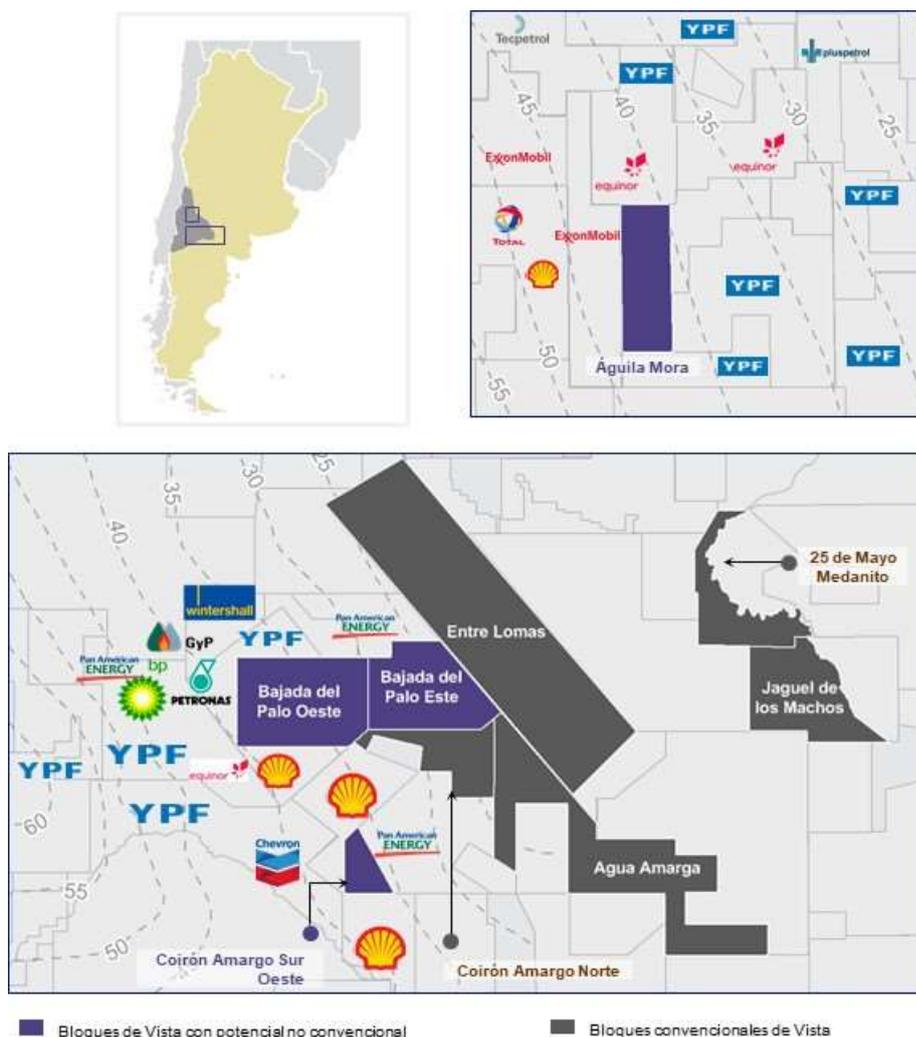
Vista Argentina es titular y operadora de activos de producción convencionales de alta calidad, bajo costo de operación y altos márgenes ubicada en Argentina. Bajo el mando de un Equipo de Administración de primera categoría a nivel mundial el Grupo busca generar sólidos retornos para sus accionistas aprovechando los excelentes activos convencionales que generan fuertes flujos de efectivo, así como desarrollando los 134.000 acres netos sobre los que tenemos derecho en la formación Vaca Muerta.

De acuerdo con la Secretaría de Energía, al 31 de diciembre de 2019, éramos el cuarto mayor productor de petróleo no convencional en Argentina, con 8 pozos en producción. Nuestra producción diaria promedio fue de 28.741 boe/d en el año finalizado el 31 de diciembre de 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 2019 contábamos con Reservas Probadas equivalentes a 101,5 MMboe, 52% de ellas ubicadas en yacimientos *shale*, y de las cuales aproximadamente el 70% consisten de petróleo. Hemos identificado más de 700 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.

Adicionalmente, aumentamos nuestra producción diaria promedio en un 16%, de 24.470 boe/d durante el año concluido el 31 de diciembre de 2018 a 28.741 boe/d durante el año terminado el 31 de diciembre de 2019. Dicho aumento fue principalmente impulsado por el desarrollo de nuestro acreage en Vaca Muerta en la concesión de Bajada del Palo Oeste, en donde completamos y conectamos nuestros primeros 8 pozos. Durante los primeros 180 días, la producción acumulada de los 8 pozos fue un 28% superior a nuestra curva tipo. Adicionalmente, en agosto de 2019 nuestra producción de shale alcanzó más de 10.000 boe en un día y nuestra producción total promedió más de 33.000 boe/d. 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.

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:



### 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 prioritarias:

**Mejora en la sólida generación de flujo de caja.** La mejora de los flujos de caja generado por 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, con el respaldo de nuestro continuo enfoque en la maximización de la eficiencia de nuestra producción convencional, constituirá la principal fuente de generación de flujo de caja y la estimulación 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. Nuestro plan de desarrollo completo para el bloque Bajada del Palo Oeste incluye la perforación de más de 700 pozos horizontales con una longitud lateral de entre 2.500 metros y 3.000 metros. Además, recientemente hemos obtenido la concesión de explotación no convencional en el bloque Águila Mora. Más aún, en el bloque Bajada del Palo Este nos hemos comprometido con la Provincia de Neuquén a perforar y terminar cinco pozos horizontales para finales de 2021 con el objeto de definir un plan de desarrollo para todo el campo.

***Una posición de liderazgo como operador.*** Aspiramos a convertirnos en un operador líder en la formación no convencional de Vaca Muerta a través de operar con los costos de desarrollo más bajos, aunado a la extracción del máximo valor de nuestra producción no convencional mediante la continua reducción de nuestros costos operativos y el sostenimiento de nuestros niveles de producción con recuperación primaria, secundaria y terciaria en términos rentables. Creemos que la experiencia y el conocimiento de nuestro Equipo de Administración y nuestros especialistas 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. Durante 2019, completamos y conectamos nuestros primeros 8 pozos que llevó la producción de shale en Bajada del Palo Oeste desde cero a un más de 10.000 en agosto 2019 y tuvo una producción promedio de 4,9 Mboe/d en el año terminado el 31 de diciembre de 2019. Adicionalmente, en febrero de 2020 completamos y conectamos nuestro tercer pad de 4 pozos. Empleamos una estricta política de gestión de presión para preservar la integridad de las estimulaciones hidráulicas y la estabilidad de presión del fondo del pozo. En cada uno de estos tres pads, aterrizamos dos pozos en el horizonte de navegación La Cocina, mientras los otros dos fueron aterrizados en Orgánico. Completamos cada pad con 10 clusters por etapa de estimulación hidráulica, con un espaciamiento entre estimulaciones hidráulicas de 246 pies (75 metros) en el primer pad y 197 pies (60 metros) en el segundo y tercer pad (con excepción de un pozo de 40 metros de espaciamiento en el tercero). Durante la perforación y completación de nuestro tercer pad, logramos mejorar nuestra eficiencia de perforación aumentando nuestra velocidad de perforación por un 20% a un promedio de 726 pies diarios, con respecto a un promedio de 477 pies diarios en nuestro primer pad. Adicionalmente, también mejoramos nuestro costo de completación al reducir nuestro costo por etapa de estimulación en un 14% a US\$189 miles de Dólares, desde US\$220 miles de Dólares con respecto a nuestro primer pad. Como resultado, el costo de perforación y completación promedio por pozo (normalizado a una longitud lateral de 2.500 metros y 34 etapas de estimulación hidráulica) se redujo de US\$13,8 millones a US\$11,7 millones, resultando en ahorros de 15%. 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, resultando en 8 etapas de estimulación en un mismo día y 5,0 etapas de estimulación 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 en un periodo de 24 horas y, consecuentemente, alcanzando 11 etapas de estimulación en un mismo día y 7,6 etapas de estimulación promedio por día. Las mejoras en el rendimiento y en los costos de perforación de nuestro tercer 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 dirigitivo durante la sección direccional, la transferencia de agua a los tanques en la locación utilizando una manguera plana para mejorar el costo del agua y la logística durante la completación y la mejora continua a través de nuestro modelo de contratación "One-Team". Adicionalmente, la mejora en nuestro desempeño en la completación del tercer 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 rig-lock wireline y engrasado remoto de válvulas de estimulación.

***Conservar nuestra flexibilidad financiera.*** Tenemos la intención de mantener un balance sólido, con bajos niveles de deuda, mediante la generación de flujos de caja de efectivo con bajo riesgo a través de nuestros activos tanto convencionales como no convencionales. Nos proponemos desarrollar nuestro acreage en Vaca Muerta a un ritmo que nos permita mantener una sana posición financiera.

***Búsqueda de oportunidades de crecimiento rentables.*** Creemos que existen 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. A nivel Grupo, nuestra estrategia de largo plazo está enfocada en el desarrollo de un portafolio de activos convencionales y no convencionales de alta calidad con diversidad geográfica en América Latina.

## **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 PELSA, 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 PELSA 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 PELSA; (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 PELSA;
- 8) 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";
- 9) la participación operativa del 55% en una concesión de explotación en la Cuenca Neuquina en la Provincia del Neuquén, 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, 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, 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 PELSA, misma que, junto con (a) la participación del 39,22% en PELSA que poseía a través de APCO International, (b) la participación del 58,88% que poseía directamente la Compañía, tal como se describe en el punto (i)(a) anterior, y (c) el 0,32% del capital social adquirido directamente el 25 de abril de 2018 por Vista Oil & Gas Holding I S.A. de C.V. de los accionistas minoritarios de PELSA, suma el 100% del capital social de PELSA.

### ***Información concerniente a la naturaleza y resultados de reorganizaciones significativas***

#### ***Fusión***

El proceso de fusión por absorción sin liquidación 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”). El proceso de reestructuración corporativa fue parte de una reestructuración no gravada por el impuesto a las ganancias de conformidad con la Ley de Impuesto a las Ganancias de Argentina

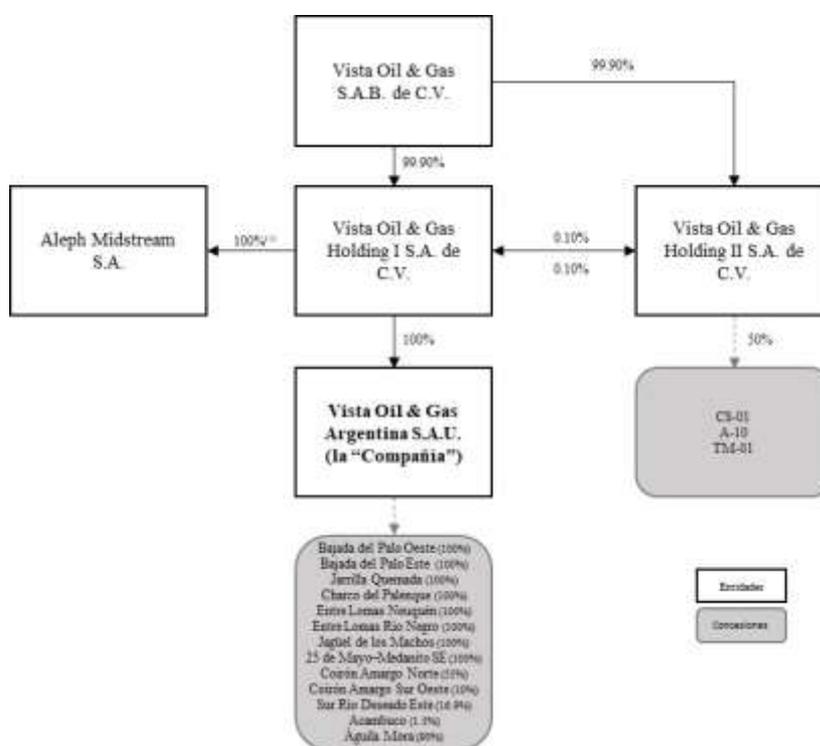
Con motivo de la Fusión inscripta, Vista Oil & Gas Argentina ha modificado su tipo societario de sociedad anónima (S.A.) a sociedad anónima unipersonal (S.A.U.), y en su carácter de sociedad absorbente y

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%). Los trámites para proceder a cancelar dichas uniones transitorias, con motivo de la confusión de los socios a partir de la inscripción de la Fusión han sido iniciados por Vista Oil & Gas Argentina S.A.U.

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, y los porcentajes de participación en las diferentes concesiones de explotación en el país:



(1) Vista Oil & Gas Holding I, S.A. de C.V. tiene una participación indirecta del 0,27% en Aleph Midstream. El 99,73% restante lo mantienen entidades legales totalmente controladas.

## Eventos significativos del 2019 y primer trimestre del 2020

### Crecimiento de la producción y las reservas

Durante el año 2019, la producción diaria promedio fue de 28.741 barriles equivalente de petróleo por día (boe/d), compuesta por 18.067 barriles de petróleo por día (representando el 63% de la producción total), 1,59 millones de metros cúbicos por día (MMm3/d) de gas natural (representando el 35% de la producción total) y 700 boe/d de NGL, representando el 2% restante de la producción total. La producción total en 2019 se incrementó en un 16% en comparación con la producción total en 2018, la cual fue de 24.470 boe/d.

Según lo certificado por nuestros auditores de reservas calificados independientes, D&M, las reservas probadas alcanzaron 101,5 MMboe al 31 de diciembre de 2019, lo cual representó un incremento del 76% comparado con los 57,6 MMboe al 31 de diciembre de 2018. El aumento fue impulsado principalmente por nuestro desarrollo

de petróleo *shale* en Bajada del Palo Oeste, el cual añadió 49,2 MMboe. La tasa de reposición de reservas implícita al 31 de diciembre de 2019 fue del 518%, resultado de una tasa de reposición de reservas del 635% en reservas de petróleo y del 298% en reservas de gas.

#### *Desarrollo Vaca Muerta*

Durante el 2019, completamos y conectamos nuestros primeros 8 pozos y perforamos el tercer *pad* de 4 pozos, lo cual llevó nuestra producción de *shale* en Bajada del Palo Oeste de cero a más de 10.000 boe/d en agosto de 2019, y tuvo un promedio diario de producción de 4,9 Mboe/d por el año terminado el 31 de diciembre de 2019. En cada uno de los tres *pads*, dos pozos fueron aterrizados en la formación denominada “La Cocina” mientras que los otros dos fueron aterrizados en la formación denominada “Orgánico”. Completamos cada *pad* con 10 *clusters* por etapa con un espaciamiento entre estimulaciones hidráulicas de 246 pies (75 metros) en el primer *pad* y 197 pies (60 metros) en el segundo y tercer *pad* (con excepción de un pozo de 40 metros de espaciamiento en el tercero). Consideramos que el enfoque y la experiencia de nuestro equipo nos permitió lograr 19,3 horas de tiempo de bombeo en un periodo de 24 horas, fluidos de 12.697 m3 y arena de 42.856 sxs, resultando en 8 etapas de estimulación hidráulica en un solo día y 5,0 etapas de estimulación promedio por día en nuestro primer *pad*. Estas cifras se mejoraron en nuestro segundo *pad* de 4 pozos, alcanzando un tiempo de bombeo de 22 horas en un solo día y, logrando 11 etapas de estimulación hidráulica en un solo día y 7,6 etapas de estimulación promedio por día. Las mejoras en el rendimiento y en los costos de perforación de nuestro tercer *pad* fueron impulsados 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 dirigitivo durante la sección direccional, la transferencia de agua a los tanques en la locación utilizando una manguera plana para mejorar el costo del agua y la logística durante la completación y la mejora continua a través de nuestro modelo de contratación “One-Team”.

#### *Explotación no convencional de la Concesión Águila Mora*

El 29 de noviembre de 2019, el gobernador de la provincia de Neuquén emitió el Decreto 2597 por el cual se concedió en favor de la compañía G&P una concesión de explotación no convencional sobre el área “Águila Mora” por un plazo de 35 años (renovable, a su vencimiento y sujeto a ciertas condiciones, por períodos sucesivos de 10 años), reemplazando el permiso de exploración anteriormente otorgado.

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

La concesión de explotación no convencional mencionada incluye un período inicial de plan piloto de 2 años, plazo durante el cual Vista Argentina debe (i) poner en producción tres pozos ya perforados y completados por el operador anterior, (ii) perforar dos pozos horizontales nuevos, y (iii) construir instalaciones de superficie asociadas, totalizando una inversión aproximada de US\$32.000.000.

En el marco del otorgamiento de la concesión de explotación no convencional antes mencionada, Vista Argentina pagó a la provincia de Neuquén los siguientes conceptos: (i) bono de infraestructura por un monto de US\$700.000; y (ii) en materia de Responsabilidad Social Empresaria (“RSE”), un monto de US\$800.000.

#### *Reestructuración Argentina*

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

#### *Cambio de sede social*

La Asamblea de fecha 28 de agosto de 2019 decidió modificar su sede social y domicilio legal a la jurisdicción de Provincia de Buenos Aires. La decisión de modificar el domicilio legal a dicha jurisdicción ha sido inscripta en la Dirección Provincial de Personas Jurídicas de la Provincia de Buenos Aires el 4 de diciembre de 2019 por resolución 11095 del 2 de diciembre de 2019, habiéndose inscripto la cancelación en la Inspección General de Justicia de la Nación con fecha 20 de diciembre de 2019. El domicilio de la actual sede social de la Sociedad es

Av. del Libertador 101, Piso 12, Localidad de Vicente López, Partido de Vicente López, Provincia de Buenos Aires, Argentina.

#### *Finalización de tercer pad*

En febrero de 2020, completamos nuestro tercer *pad* de 4 pozos en el desarrollo de Vaca Muerta en la concesión Bajada del Palo Oeste. Completamos nuestro tercer *pad* con un total de 177 etapas de estimulación hidráulica, lo que resultó en un costo por etapa de estimulación hidráulica de US\$189 mil, comparado con los US\$220 mil en nuestro primer *pad*. El costo total por pozo normalizado (a 2.500 metros y 34 etapas de estimulación por pozo) del tercer *pad* alcanzó US\$11,7 millones, lo que resultó en un ahorro del 15% respecto de los US\$13,8 millones de dólares de nuestro primer *pad*. Consideramos que la mejora en nuestro rendimiento en la completación de nuestro tercer *pad* es principalmente el resultado del modelo contractual One-Team, el 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 *rig-lock wireline* y engrasado remoto de válvulas de estimulación hidráulica.

#### *Cambios en la estructura de capital de Aleph Midstream*

Aleph Midstream S.A. ("Aleph Midstream") es una compañía del Grupo que comenzó a operar en agosto de 2019 y se convirtió en el primer jugador de midstream enfocado en proveer servicios de recolección, procesamiento y evacuación para la producción de petróleo y gas en la cuenca de Neuquina, encabezando un nuevo paradigma para el desarrollo de Vaca Muerta, construido sobre el concepto de asociaciones a largo plazo con productores orientados al upstream.

A la luz de los escenarios macroeconómico y de la industria hidrocarburífera inciertos y la reducción de necesidades de capex en nuestras instalaciones de *midstream*, acordamos terminar nuestro *midstream joint venture* que celebramos en junio de 2019 con una filial de Riverstone, una filial del Grupo Southern Cross y ciertos copatrocinadores individuales (los "Socios"). Por consiguiente, el 31 de marzo de 2020, Vista Oil & Gas, S.A.B. de C.V. completó la adquisición de los Socios de la participación en el capital suscrito y en circulación de dichos Socios en Aleph Midstream, a un precio total de compra de US\$37,5 millones de Dólares (cantidad equivalente a la totalidad del capital efectivamente aportado a Aleph Midstream por los Socios). Como resultado de dichas operaciones, Aleph Midstream es una subsidiaria de propiedad exclusiva de Vista Oil & Gas, S.A.B. de C.V.

### **Hechos Recientes**

#### *Renuncia del Presidente y Director Titular de la Sociedad*

Con fecha 2 de marzo de 2020 el Directorio de la Sociedad resolvió aceptar la renuncia del Sr. Gastón Remy a su cargo de Presidente y Director Titular de la Sociedad, la cual obedeció a motivos de índole personal.

#### *Distribución de Dividendos*

En la asamblea celebrada el 30 de abril de 2020 (ID 2602395), se decidió aprobar la desafectación parcial de la reserva facultativa y proceder al pago de un dividendo al accionista en efectivo por el monto total de \$848.000.000, o su equivalente de 12.742.299,02 dólares estadounidenses al tipo de cambio "comprador" del Banco Nación al cierre del día 29 de abril de 2020 (\$66,55 por US\$1), correspondiente a los resultados acumulados al ejercicio 31 de diciembre de 2017.

En la asamblea celebrada el 5 de junio de 2020 (ID 2619645), se decidió por unanimidad (i) absorber la totalidad de las pérdidas acumuladas al 31 de diciembre de 2019 mediante la afectación parcial de la reserva facultativa (en función de ello, la reserva facultativa registra un saldo remanente de Ps. 1.125.436.077,67) y (ii) desafectar la reserva facultativa por la suma de \$1.125.436.000 y distribuir el saldo desafectado, o su equivalente en dólares estadounidenses, como dividendo al accionista.

#### *Decreto N° 488/20*

El 19 de mayo de 2020, el Decreto N° 488/20 dispuso que, hasta el 31 de diciembre de 2020: (i) las entregas de petróleo crudo que se efectúen en el mercado local deberán ser facturadas por las empresas productoras y pagadas por las empresas refinadoras y sujetos comercializadores, tomando como referencia para el crudo tipo Medanita el precio de Dólares Estadounidenses cuarenta y cinco por barril (US\$ 45/bbl) y, durante dicho período las empresas productoras deberán sostener los niveles de actividad y/o de producción registrados

durante el año 2019. Para mayor información, favor de referirse a la sección “*Marco Regulatorio del Petróleo y Gas en Argentina -Mercado de Petróleo Crudo*”.

#### *Pandemia de COVID-19*

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

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

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

Disminución de la demanda de petróleo. La demanda de nuestros productos de petróleo crudo y gas está en gran parte influenciada por la actividad y el crecimiento económico en Argentina, México y a nivel mundial. Los efectos de la crisis mundial de COVID-19 han llevado a una desaceleración económica mundial y, como resultado, se ha producido una disminución a nivel mundial de la demanda de petróleo crudo y derivados. Las últimas estimaciones de la IEA, EIA y OPEP, previeron que la demanda mundial de petróleo crudo disminuirá entre 12 MMbbl/d y 23 MMbbl/d durante el segundo trimestre de 2020 en comparación con el segundo trimestre de 2019. Además, los gobiernos de todo el mundo, incluido Argentina, han aplicado medidas para proteger a su población contra el COVID-19. Estas medidas preventivas han causado una disminución de la demanda de ciertos bienes y servicios, incluidos los productos derivados del petróleo. A la fecha de este Prospecto, no podemos predecir el efecto que estas medidas tendrán en nuestras operaciones o en nuestra condición financiera. En Argentina estamos experimentando actualmente niveles similares de contracción de la demanda de petróleo crudo, que nos ha obligado a cerrar la producción, como se explica a continuación.

Disminución de los precios internacionales del petróleo crudo. Como se expone en la sección “*Factores de Riesgo – Riesgos relacionados con nuestro negocio e industria - Estamos expuestos a los efectos de las fluctuaciones en los precios internacionales del petróleo y el gas*”, durante marzo y abril de 2020, los precios del petróleo Brent se vieron forzados a la baja por la contracción de la demanda de crudo y la falta de consenso entre la OPEP y OPEP+ respecto de los recortes a la producción a principios de marzo. Los precios del crudo argentino estaban vinculados al Brent durante esos meses, por lo que también se vieron forzados a la baja en medio de un colapso de la demanda en el mercado interno. Como resultado, el precio promedio de venta de petróleo para Vista en abril y mayo fue de US\$20,0/bbl y US\$24,4/bbl, respectivamente. Si bien el Decreto N° 488/2020 establece un precio de referencia para facturar y cobrar las entregas de petróleo crudo en el mercado local equivalente a US\$ 45 por barril (US\$ 45/bbl), no podemos garantizar que haya suficiente demanda de las refinadoras locales para generar una mejora sustancial de nuestro precio promedio de venta en los siguientes trimestres. Tampoco podemos predecir qué precio el precio de venta tendremos con posterioridad al vencimiento del Decreto N° 488/2020, el 31 de diciembre de 2020.

Actividad. Derivado de la baja de precios en Argentina y a la repentina disminución de la demanda de petróleo crudo en Argentina, el 20 de marzo de 2020 decidimos detener nuestra actividad de perforación y terminación en nuestro proyecto en Vaca Muerta en Bajada del Palo Oeste.

Producción. Debido a la contracción de la demanda de crudo, el 20 de marzo de 2020 decidimos cerrar nuestros 12 pozos en Vaca Muerta, lo que equivale a aproximadamente el 30% de nuestra producción total. Previo al recorte de producción, logramos un pico de 11,500 bod/d en nuestra producción de *shale*, con más de 2.600 boe/d proveniente de un solo pozo. A fines de mayo hemos reconectado los 12 pozos, los cuales tuvieron una producción diaria promedio de 14.0 Mboe/d durante junio de 2020. A la fecha del presente Prospecto nos encontramos evaluando la evolución de la presión, producción de crudo y corte de agua de cada uno de los pozos.

Ahorro de costos. Actualmente estamos implementando varios planes de ahorro de costos para reducir los gastos de capital, los gastos operativos y los gastos generales y de administración para el año 2020, dando prioridad a la preservación del efectivo y tratando de mantener una posición de caja sólida. El ahorro en los gastos de

capital estará relacionado con la reducción de la actividad de perforación y completación, como se ha señalado anteriormente, y con el aplazamiento de las instalaciones y otros proyectos hasta 2021. Se espera que se generen ahorros en los gastos de operación y explotación por la reducción de la actividad de extracción y la renegociación de las tarifas y los aranceles con los contratistas de servicios.

Rendimiento financiero. La combinación de precios más bajos y niveles de producción más bajos probablemente impactará negativamente nuestros ingresos netos, el EBITDA ajustado y los flujos de efectivo de las operaciones en los próximos trimestres. El continuo y pobre desempeño económico podría eventualmente llevar a un deterioro de nuestros índices de cobertura financiera, y provocar que no cumplamos con nuestras obligaciones financieras convenidas en el Préstamo Sindicado. Una contracción de la demanda de petróleo crudo también podría afectarnos financieramente, incluyendo nuestra capacidad de pagar a nuestros proveedores por sus servicios, lo que podría, a su vez, llevar a aumentar las dificultades operativas.

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

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

#### **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.

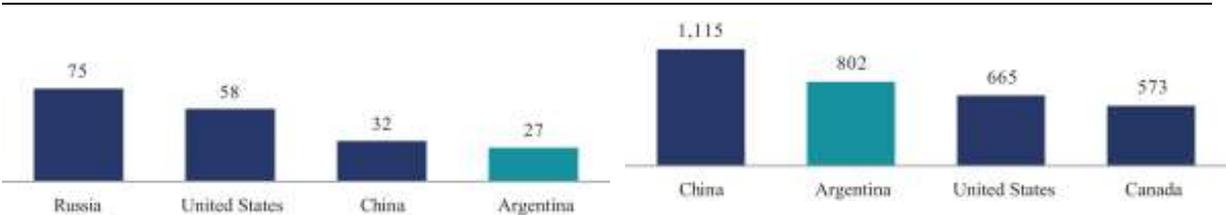
#### **Panorama General de la Industria del Petróleo y Gas en Argentina**

##### ***Introducción***

A diciembre de 2019, Argentina era el cuarto mayor productor de crudo y el mayor productor de gas natural en América Latina basado en el *BP Statistical Review of World Energy* de 2019. En términos de reservas de hidrocarburos, según información de la Secretaría de Energía, al 31 de diciembre de 2018, el país tenía

Reservas Probadas Desarrolladas y No Desarrolladas de gas natural por aproximadamente 13,1 billones de pies cúbicos (“Tcf”) y 2,4 Bnbl de petróleo, mientras que las reservas totales probadas, probables y posibles eran de 25,8 Tcf y 4,0 Bnbl respectivamente. 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 Bnbl 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.

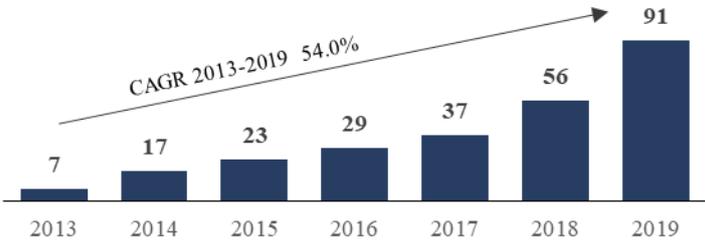
**Recursos Mundiales de Petróleo No Convencional (Bnboe)      Recursos Mundiales de Gas No Convencional (Tcf)**



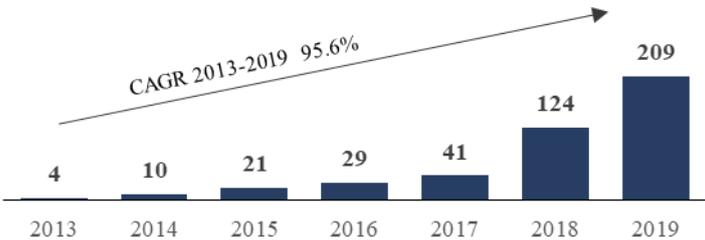
Fuente: ARI (2013). World Shale Gas and Shale Oil Resource Assessment, junio de 2013.

Si bien la producción de hidrocarburos en Argentina ha disminuido durante los últimos años, el auge en la explotación de recursos shale ha transformado las perspectivas de Argentina, atrayendo inversiones. Las grandes petroleras han comprado y continúan comprando bloques en Argentina; al mismo tiempo, los jugadores locales han anunciado ambiciosos planes de crecimiento. La producción de petróleo no convencional aumentó a una tasa compuesta anual promedio de 54% desde 2013 hasta 2019. Además, la producción de gas no convencional aumentó a una tasa compuesta anual promedio de 96% entre 2013 y 2019.

**Producción promedio de petróleo no convencional 2013-2019 (Mboe/d)**



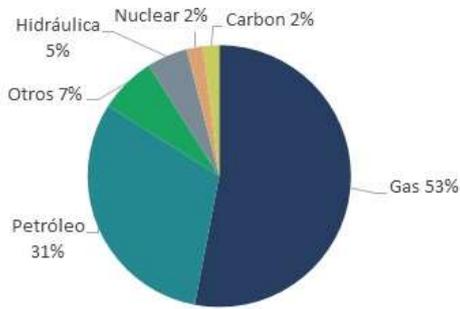
**Producción promedio de gas natural no convencional 2003-2019 (Mboe/d)**



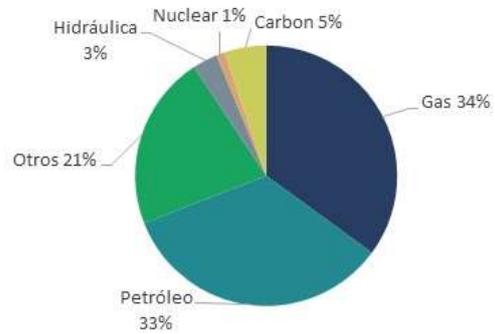
Fuente: Secretaría de Gobierno de Energía de Argentina.

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.

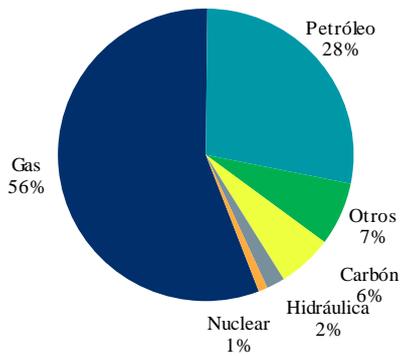
**Fuentes de energía primaria al 2018 de Argentina**



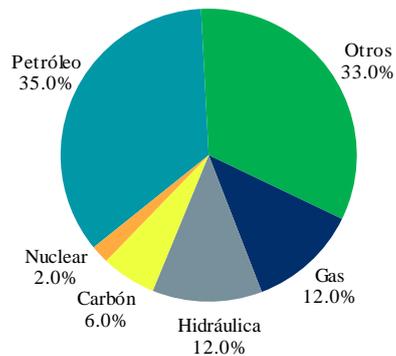
**Fuentes de energía primaria al 2017 de América Latina y el Caribe**



**Fuentes de energía primaria al 2017 de México**



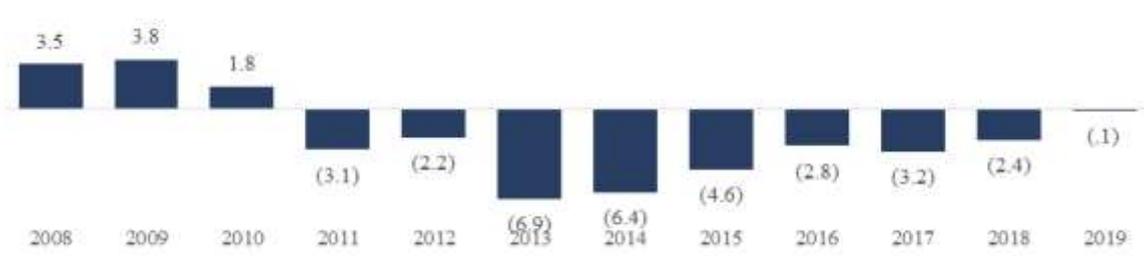
**Fuentes de energía primaria al 2017 de Brasil**



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

En 2019, la demanda de gas natural se satisfizo con la producción nacional y con las importaciones provenientes de Bolivia, que ascendieron a 0,19 Tcf (a un costo de US\$1.266 millones). Además, se importaron 0,06 Tcf de GNL (US\$428 millones) y 152,7 mil metros cúbicos de diésel (US\$78 millones) para la generación de energía eléctrica. Debido al incremento en la producción de petróleo shale y la carga baja de compuesto que se utiliza para refinación, no fue necesario importar petróleo durante el 2019. Sin embargo, en 2019 se importaron 0,5 millones de metros cúbicos de naftalina y 2,1 millones de metros cúbicos de diésel (a un costo de US\$1.421 millones). Como resultado, las importaciones de energía alcanzaron los US\$4.446 millones, con exportaciones compensando tal cantidad, alcanzando US\$4.374 millones, principalmente exportaciones de crudo pesado.

**Balanza Comercial de Energía 2008 - 2019 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.



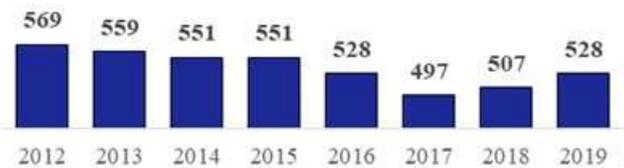
Fuente: Wood Mackenzie.

La cuenca del Golfo San Jorge está compuesta por un 84% de Reservas Probadas de petróleo, mientras que las cuencas Neuquina y Austral están compuestas por 63% y 91% de Reservas Probadas de gas natural, respectivamente. Ubicada en el centro-oeste de Argentina, la cuenca Neuquina se encuentra entre las cuencas más productivas del país y representa el 43% y 60% de la producción total de petróleo y gas, respectivamente.

### *Exploración y Producción de Petróleo*

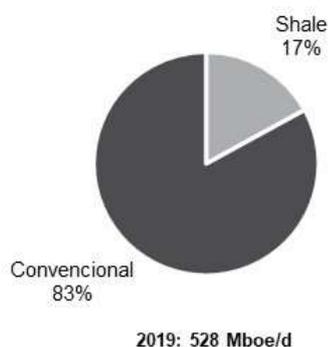
Durante 2019, la producción de petróleo y condensados promedió 528 Mbbl/d, lo cual representó 4% más que la producción promedio de 2018, representando un 17% de la producción nacional.

### **Evolución de la producción de petróleo (Mbbl/d)**



Fuente: Secretaría de Gobierno de Energía de Argentina.

### Desglose de la producción de petróleo en 2019



Fuente: Secretaría de Gobierno de Energía de Argentina.

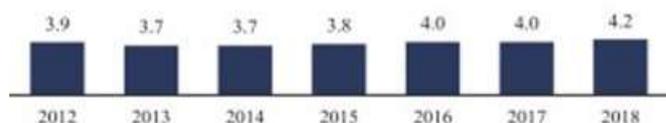
Durante el año finalizado el 31 de diciembre de 2019, el principal productor de petróleo de Argentina fue YPF con una participación de mercado del 45,8%, seguido de Pan American Energy (20,7%), Pluspetrol (5,6%), Sinopec (3,6%), Vista (3,4%) y Tecpetrol (2,8%).

Al 31 de diciembre de 2018, las Reservas Probadas de petróleo alcanzaron 2,4 Bnbbbl, la mayor proporción de Reservas Probadas de petróleo era la cuenca del Golfo San Jorge con un 61%, seguida por Neuquina (31%), Cuyana (4%), Austral (3%) y Noroeste (1%).

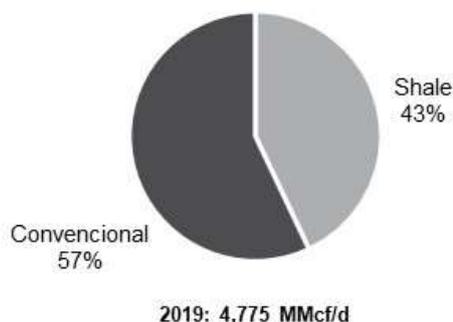
#### *Exploración y Producción de Gas Natural*

Durante el 2019, la producción de gas natural alcanzó 4,2 Bnfc/d, 5,5% más que la producción promedio de 2018 y representó un incremento en la producción nacional del 44%.

### Evolución de la producción de gas natural (Bnfc/d)



### Desglose de la producción de gas natural 2019



Fuente: Secretaría de Gobierno de Energía de Argentina.

Durante el año finalizado el 31 de diciembre de 2019, el principal productor de gas natural de Argentina fue YPF, con una participación de mercado del 30,7%, seguido de Total Austral (24,1%), Tecpetrol (10%), Pan American Energy (9,9%), Pampa Energía (4,8%) y Compañía General de Combustibles (4,6%).

Al 31 de diciembre de 2018, las Reservas Probadas de gas natural alcanzaron los 13,1 Tncf. Al 31 de diciembre de 2017, la cuenca con la mayor concentración de Reservas Probadas de gas natural fue la cuenca neuquina con un 55%, seguida de Austral (29%), Golfo San Jorge (12%) y Noroeste (4%).

### *Demanda y Consumo*

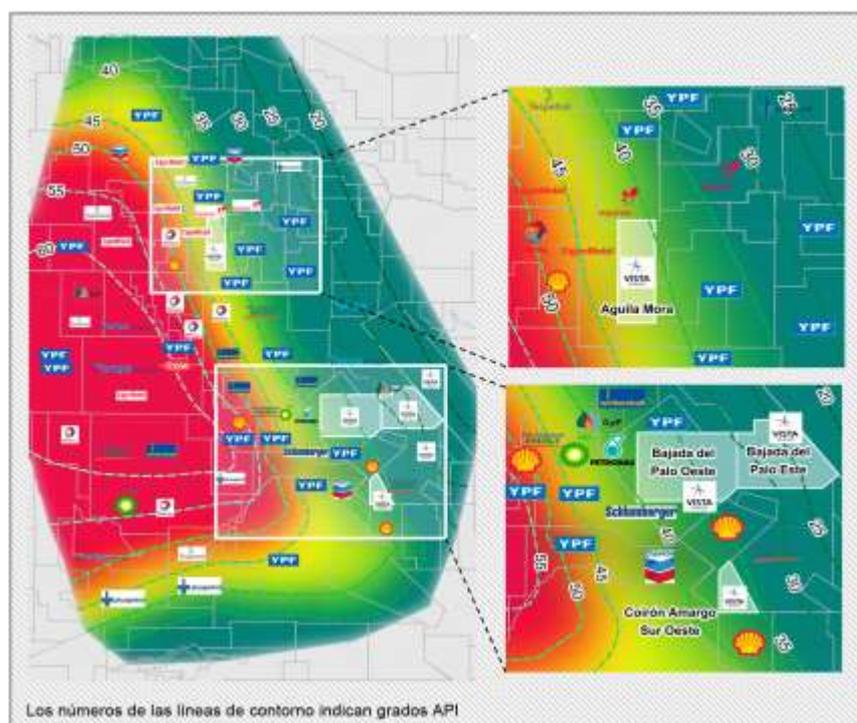
En 2019, la demanda interna de gas natural alcanzó los 4,2 Bncf/d. El sector de generación de energía eléctrica impulsó la demanda con el 34,8% del gas consumido en el país, seguido del sector industrial (31,7%), residencial (21,2%) y otros (12,4%). Durante 2019, para satisfacer la demanda de gas natural, se importaron 0,18 Tcf de gas natural de Bolivia, así como 0,06 de NGL y 152,7 mil metros cúbicos de diésel.

### *Panorama General de Vaca Muerta / Potencial 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:

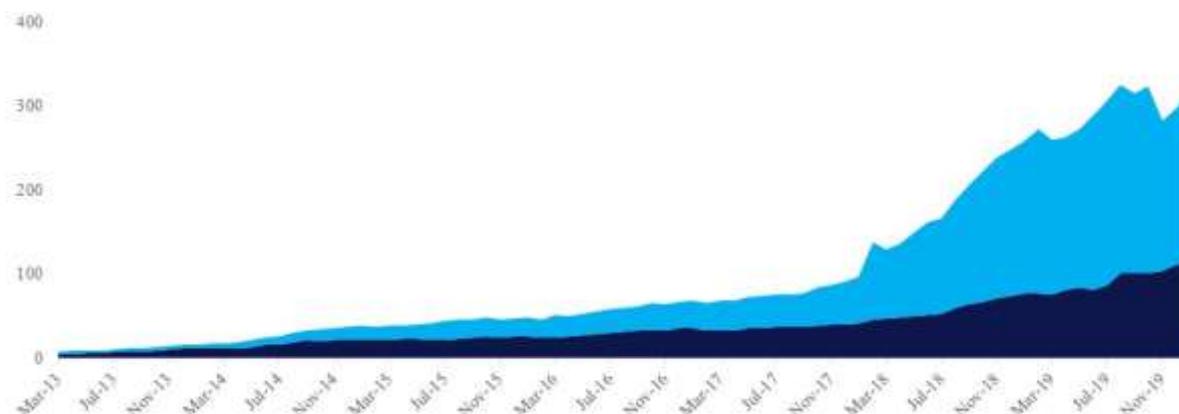
### **Distribución de la formación Vaca Muerta en la cuenca**



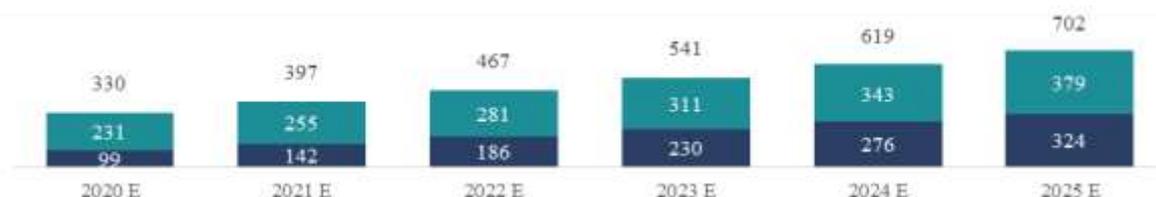
Fuente: Información de la empresa y artículos de prensa públicos.

La producción de Vaca Muerta alcanzó 316,7 Mboe/d en enero de 2020, principalmente impulsada por Fortín de Piedra, Loma Campana, Aguada Pichana, La Amarga Chica, La Calera y El Orejano, bloques con una producción diaria de 220,8 Mbbl/d. Otros desarrollos recientes, tales como Rincón del Mangullo, Aguda de la Arena, Badurria Sur y La Ribera contribuyeron con más de 44,2 Mboe/d.

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

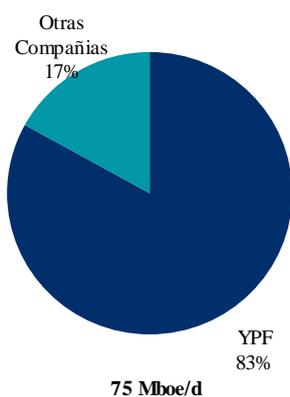


**Producción esperada de petróleo y gas en Vaca Muerta 2020E—2025E (Mboe/d)**

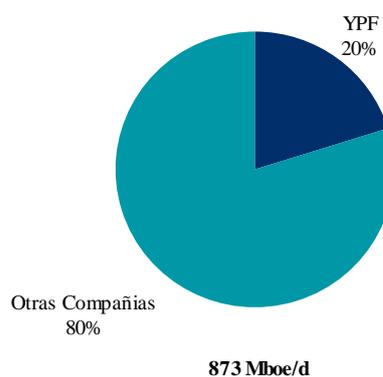


Fuente: Secretaría de Energía.

**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.

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

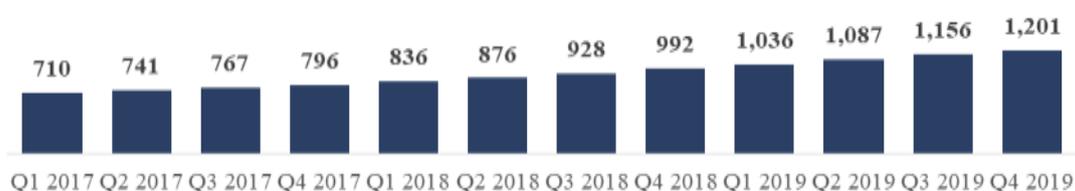
(1) COT se refiere a la medida de la materia orgánica de un bloque representada por el porcentaje del peso de carbono orgánico. Un contenido orgánico más alto indica que el bloque tiene mayor probabilidad de generar hidrocarburos. En nuestra opinión, el COT es un parámetro importante de evaluación de la calidad de la fuente de hidrocarburos de un yacimiento que puede servir como indicador de que un bloque en particular está posicionado para la explotación y desarrollo de proyectos hidrocarburíferos.

Fuente: Secretaría de 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 enero de 2020, la actividad de perforación se ha centrado históricamente dentro del bloque Loma Campana, operado por YPF en sociedad con Chevron, con más de 618 pozos perforados de un total de 1.226 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 238 pozos productores. De acuerdo con la Secretaría de Energía de Argentina, las proyecciones indican que habrá más de 1.900 pozos con petróleo no convencional para 2025, y más de 1.200 pozos con gas no convencional, lo cual implica una inversión por más de US\$33.500 millones.

#### **Pozos perforados desde el 1T de 2016 al 4T 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. YPF logró una reducción del 17% en el gasto de capital por pie lateral perforado, pasando de US\$628/ft en 2017 a un promedio de US\$524/ft en el tercer trimestre de 2019, 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.

**Loma Campana costo de pozo horizontal**  
(\*000 US \$ / Lat. ft.)

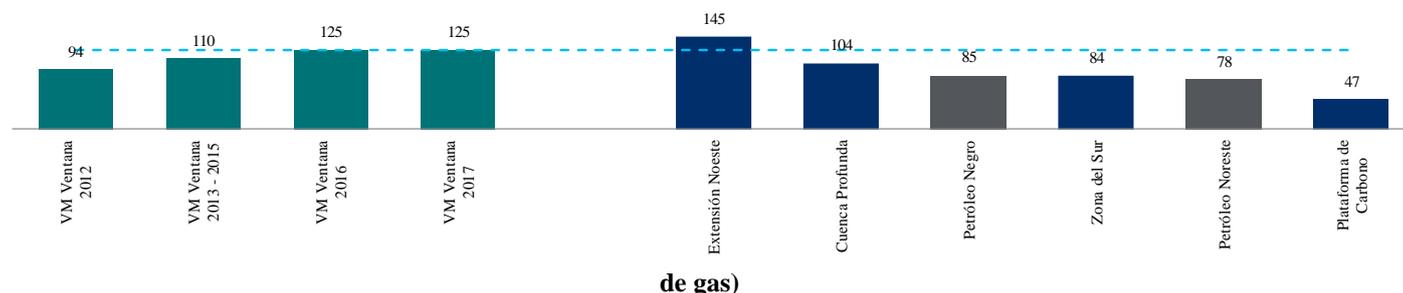
**Loma Campana evolución de pozos horizontales**



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.

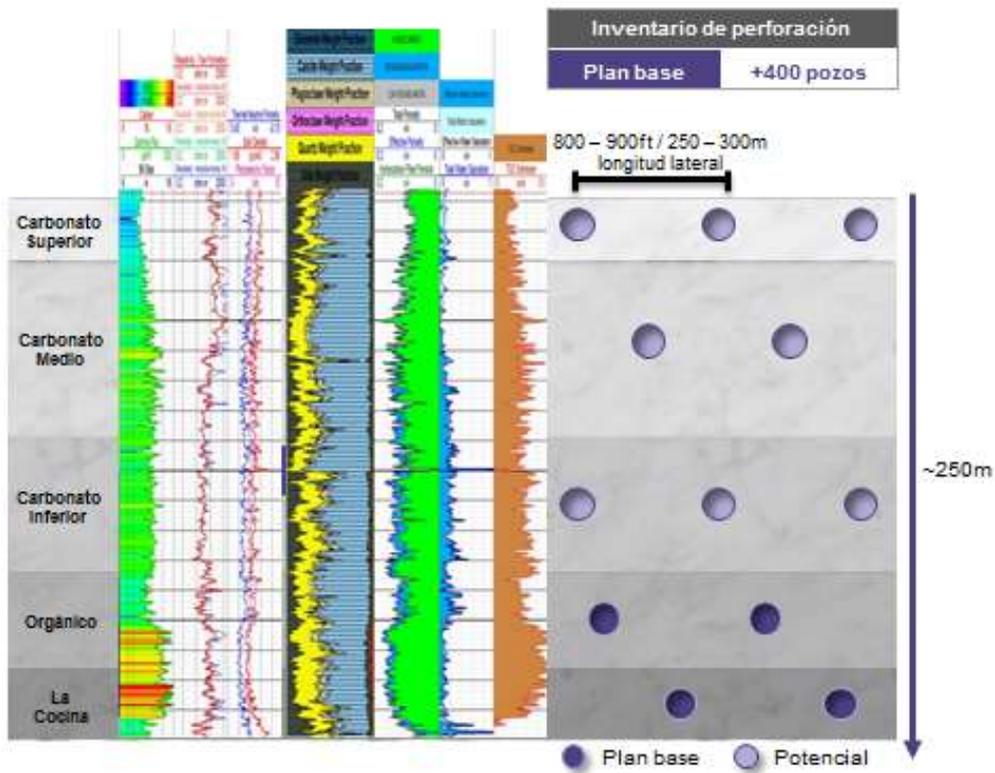
**Ventana del petróleo (normalizado por longitud lateral) —Por tipo de formación (solo por bajo contenido de gas)**



Fuente: Wood Mackenzie - Vaca Muerta Development Study.

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

## Potenciales zonas de navegación adicionales en Bajada del Palo Oeste



Fuente: Vista

### Infraestructura Petrolera

La infraestructura de petróleo crudo en Argentina tiene una forma de semicírculo, conectando los principales campos de petróleo en el Oeste con las refinerías que se encuentran a lo largo de la costa Este de Argentina. Las refinerías están situadas a lo largo de la parte externa del semicírculo, desde Luján de Cuyo en la cuenca de Cuyo y Plaza Huinul en la cuenca neuquina al oeste, hasta la refinería de Puerto Galván en Bahía Blanca al este, así como varias refinerías en la provincia de Buenos Aires. El Sistema de Oleoductos del Valle S.A. (“**Oldelval**”), que se considera el oleoducto más relevante en Argentina ya que tiene 1.700 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 Oldelval 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 MMm<sup>3</sup>/d, que puede ser expandida hasta 56 MMm<sup>3</sup>/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 producción de petróleo y gas natural. Aunque ha sido modificada a través de diversos decretos, esta ley sigue vigente. Las últimas modificaciones tuvieron el objetivo de mejorar las condiciones de inversión en la industria.

El 29 de octubre de 2014, el Congreso de Argentina aprobó la Ley No. 27.007, la cual modificó la Ley de Hidrocarburos en algunos aspectos relacionados principalmente a (i) la exploración y producción de hidrocarburos provenientes de fuentes no convencionales (que no estaban regulados en la Ley de Hidrocarburos anterior); (ii) la duración de las concesiones, y (iii) regalías, de acuerdo a lo siguiente:

- Permisos de Exploración: 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 del plazo inicial) y una extensión adicional de hasta 5 años, dando un máximo de 14 años de duración.
- Concesiones: el plazo para la explotación de recursos convencionales se mantiene en 25 años. Para la explotación de recursos no-convencionales se establece un plazo de 35 años, incluida una prueba piloto de hasta 5 años. En el caso de la operación costa afuera (*offshore*), las concesiones se otorgan por periodos de hasta 30 años. Bajo la anterior Ley de Hidrocarburos las concesiones podían extenderse solo una vez por un periodo de 10 años. La nueva Ley No. 27.007 establece 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 no menos 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 US\$1.000 millones en un periodo de 5 años.

Los beneficios bajo el Régimen de Promoción de Inversión se reconocerán después del tercer año y contemplarán el derecho a vender hasta 20% de la producción del proyecto a precios de los mercados

internacionales para proyectos costa afuera (*offshore*) ya sean convencionales o no-convencionales, y 60% de la producción para proyectos costa afuera (*offshore*). Serán considerados proyectos costa afuera (*offshore*) aquellos en los cuales la perforación de pozos sea realizada en locaciones donde la distancia entre el lecho marino y la superficie, medida en la ubicación del pozo, en promedio entre el alta y la baja marea supere los 90 metros.

La Ley No. 27.007 también establece dos contribuciones 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.

En cuanto a los diferentes programas adoptados por el Gobierno para fomentar la producción de gas natural, cabe mencionar la Resolución No 1/2013 ("Resolución 1"), emitida por la Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones en Hidrocarburos (la "Comisión") el 14 de febrero de 2013. La Resolución 1 creó el "Programa de Estímulo a la Inyección Adicional de Gas Natural" ("Plan Gas"), en virtud del cual se invitó a las empresas a presentar un proyecto ante la Comisión antes del 30 de junio de 2013, a fin de recibir una compensación de hasta \$7,50 Dólares por MMBtu por el gas natural inyectado sobre una curva de producción base, ajustada por una curva de declinación definida por el productor. Esta resolución se utilizó como medio para aumentar la inyección de gas natural. Estos proyectos debían cumplir con los requisitos mínimos establecidos en la Resolución No. 1 -sujeto a la consideración de la Comisión- y podían durar un máximo de cinco años renovables a petición del beneficiario, previa aprobación de la Comisión.

Un programa similar fue creado por la Comisión mediante la Resolución No. 60/2013, modificada por la Resolución No. 83/2013, para los productores de gas que no presentaran sus proyectos de inyección adicional de gas natural antes de la fecha de vencimiento establecida por la Resolución No. 1/2013 de la Comisión. Las compensaciones que se recibirán en el marco de este nuevo programa variarán entre US\$4,00 y US\$7,50 por MMBtu, en función de la curva de producción alcanzada por la empresa aplicable. Además, un tercer programa de estímulo entró en vigor a través de la Resolución No. 185/2015 para las empresas sin producción previa de gas en Argentina al momento de la emisión de la Resolución 185/2015.

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

En octubre de 2017, el 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 mantenían paridad con éstos y se sujetaban por completo a las reglas del mercado, hasta la fuerte depreciación del Peso Argentino de 2018. Esta crisis 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 los subsidios para la producción de gas convencional se eliminaron.

El 15 de noviembre de 2018, el gobierno de Argentina emitió el Decreto de Necesidad y Urgencia No. 1053/2018. Como se explica más adelante, a través de dicha regulación, el Gobierno argentino se comprometió a pagar las diferencias acumuladas diarias, de manera mensual entre el precio efectivamente pagado por los distribuidores de gas y el precio incluido en los esquemas de tarifas vigentes entre el 1 de abril de 2018 y el 31 de marzo de 2019. Además, el decreto disponía que los acuerdos entre productores y distribuidores después del 1 de abril de 2019 deberán incluir la obligación de no pasar a los usuarios el aumento de los costos debido a las fluctuaciones del tipo de cambio durante el periodo estacional pertinente.

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

## ***Exploración y Producción***

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

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

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

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

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

## **Certificación de Reservas y Recursos en Argentina**

La estimación de reservas y recursos en Argentina se rige principalmente por la Resolución No. 324/2006 de la Secretaría de Energía 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 una licitación pública, por un periodo equivalente al concedido para la concesión de exploración vinculada a la concesión de transporte. Una vez transcurrido el plazo original y todas las prórrogas pertinentes, las instalaciones se revertirán en favor de gobierno federal o provincial, según sea el caso. Los productores están sujetos a las provisiones del Programa de Estímulo de Gas Natural, y para transportar sus hidrocarburos no necesitan participar en una licitación pública. El plazo de las concesiones de transporte puede extenderse por hasta 10 años adicionales, a través de una aplicación para dicha extensión al gobierno de Argentina.

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

Las tarifas están sujetas a la aprobación de 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).

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

#### ***Agencia Gubernamental Autorizada***

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

Bajo el Decreto No. 585/18, el antiguo Ministerio de Energía y Minería se convirtió en el Ministerio de Energía de Argentina, ya que el Ministerio de Producción se quedó con las facultades relacionadas a minería. Unos meses más tarde, a través del Decreto No. 801/2018, el Ministerio de Energía fue absorbido por el Ministerio de Hacienda. En este contexto, el Ministerio de Energía y Minería se convirtió en la Secretaría de Energía y la Subsecretaría de Hidrocarburos bajo la supervisión del Ministerio de Hacienda. En diciembre de 2019, el Decreto N° 7/2019 estableció que la Secretaría de Energía se encuentra actualmente bajo la supervisión del recién creado Ministerio de Desarrollo Productivo.

Para propósitos de este Prospecto, la Secretaría de Energía, significa la Secretaría de Energía bajo supervisión del Ministerio de Desarrollo Productivo y/o cualquier Compañía, y/o cualquier otra agencia federal gubernamental de Argentina que esté a cargo de la aplicación de la Ley de Hidrocarburos en el futuro, según sea aplicable.

#### ***Empresa Estatal de Energía***

En octubre de 2004, el Congreso Argentino aprobó la Ley 25.943 que creó una nueva empresa estatal de energía, ENARSA (que posteriormente se renombró como IEASA, conforme al Decreto No. 882/2017). Los objetivos de IEASA son, a través de terceros o mediante operaciones en conjunto con terceros, (i) estudiar, explorar y explotar las reservas naturales de hidrocarburos; (ii) el transporte, procesamiento y comercialización de hidrocarburos y sus productos derivados, directa o indirectamente; (iii) el transporte y distribución de gas natural; y (iv) la generación, transporte, distribución y comercialización de electricidad. Asimismo, el artículo 2 de la Ley 25.943 otorgó a IEASA todas las concesiones de exploración respecto a todas las áreas costa afuera (*offshore*) ubicadas a más de 12 millas náuticas desde la costa hasta el límite exterior de la plataforma continental, que quedaron vacantes a la entrada en vigor de la Ley del 3 de noviembre de 2004. Sin embargo,

ese artículo fue posteriormente derogado por el artículo 30 de la Ley 27.007, que contempla la reversión y transferencia de todos los permisos de exploración y concesión de las áreas costa afuera (*offshore*) nacionales 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.).

### ***Requerimientos de Capital***

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

La Disposición No. 335/2019 emitida por la Subsecretaría de Hidrocarburos, que regula la solvencia requerida para una empresa interesada en explorar y/o explotar áreas de hidrocarburos, establece que, para recibir y mantener los permisos o concesiones, el titular del permiso o concesionario debe tener un valor neto mínimo que asciende a (i) el valor en Pesos Argentinos de veintisiete mil barriles de petróleo para las zonas terrestres y (ii) el valor en Pesos Argentinos de doscientos setenta mil barriles de petróleo, en caso de zonas extraterritoriales. El precio que debe considerarse para determinar el valor del barril de petróleo nacional en el mercado internacional será el precio medio del año anterior considerado. El coeficiente de conversión de m<sup>3</sup> a barriles será de 6,2898 y el tipo de cambio aplicable será el tipo de cambio medio al por mayor publicado por la BCRA a través de la Comunicación “A” 3500.

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***

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

La producción de petróleo crudo ha mostrado una tendencia a la baja en los últimos años. Por lo tanto, como fue el caso en el mercado del gas, el Gobierno argentino comenzó a buscar herramientas y regulaciones que pudieran reiniciar el camino hacia el crecimiento. A tal efecto, el Gobierno argentino creó el programa Petróleo Plus (Decreto No. 2014 y Resolución No. 1312/2008 de la Secretaría de Economía).

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 establecieron 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 eran transferibles.

En febrero de 2015, se publicó la Resolución No. 14/2015 de la CPCE, que complementada por la Resolución No. 33/2015, la cual creó el Programa de Estímulo a la Producción de Petróleo (el “Programa de Estímulo al Petróleo Crudo”). 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 Medanita.

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 requirió la autorización de la Secretaría de Energía para proceder con la importación de petróleo crudo o de ciertos derivados.

Luego de la terminación del Acuerdo para la Transición a Precios Internacionales de la Industria Hidrocarburífera Argentina y el Decreto No. 192/2017 -conforme al Decreto 962/2017-, 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 pero 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 ciertos productos primarios de exportación (AR\$3 por cada US\$1 para el resto de los productos).

Aunque en un principio el Decreto pretendía ser aplicable a todos los productos primarios de exportación, el 14 de diciembre de 2019, con la promulgación del Decreto N° 37/2019, se restringió el ámbito de aplicación de los productos del Decreto N° 793/2018. 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. 1.201/2018 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. A partir del 1 de enero de 2020, el Decreto No. 99/2019 redujo su tasa de exportación al 5% y eliminó dicho tope hasta el 31 de diciembre de 2021.

Además, dada la abrupta variación del tipo de cambio y el contexto económico y social existente durante los años 2018 y 2019, el Poder Ejecutivo Nacional emitió el Decreto de Necesidad y Urgencia No. 566/2019 (modificado por el Decreto de Necesidad y Urgencia No. 601/2019) por el que se intervinieron los precios del petróleo.

En virtud de lo anterior, se estableció que hasta el 13 de noviembre de 2019, las entregas de crudo realizadas en el mercado local deberán ser facturadas y pagadas al precio acordado entre las empresas productoras y refinadoras desde el 9 de agosto de 2019, aplicando un tipo de cambio de referencia de AR\$46,69 Pesos Argentinos por Dólar estadounidense y un precio de referencia del Brent de 59 Dólares/bbl. A su vez, se fijaron precios máximos hasta el 13 de noviembre de 2019 para la gasolina y el diésel comercializados por las empresas refinadoras y/o los minoristas mayoristas y/o minoristas en todas sus calidades, que tienen como destino final el abastecimiento de combustible en el surtidor minorista (estaciones de servicio). El precio máximo es el que estaba vigente el 9 de agosto de 2019.

De conformidad con la Resolución No. 557/2019, la Secretaría de Energía: (i) autorizó que los precios se incrementaran hasta en un 4% respecto de los precios vigentes al 9 de agosto de 2019; y (ii) aumentó el tipo de cambio de referencia para las entregas locales de crudo a AR\$49,30 por cada Dólar y mantuvo el precio de referencia del Brent en US\$59 por barril.

Además, el artículo 4 del referido decreto establece que las empresas productoras de hidrocarburos deben satisfacer la demanda total de petróleo crudo que les exigen las empresas locales de refinación.

Con el fin de mitigar el impacto de las medidas implementadas por el gobierno a través del Decreto No. 566/2019, la Secretaría de Energía emitió la Resolución No. 552/2019 que disponía: (i) la transferencia a las empresas productoras de petróleo, previa solicitud, de AR\$116,10 por barril entregado en el mercado local durante septiembre de 2019; y (ii) la transferencia a las empresas productoras de biocombustibles que se beneficien del régimen de promoción de biocombustibles establecido por las Leyes No. 26.093 y No. 26.334, previa solicitud, del equivalente al 6% del precio fijado por la Secretaría de Energía para agosto de 2019, aplicable a la producción entregada en el mercado local durante el mes de septiembre de 2019. La solicitud de estas compensaciones por parte de las empresas productoras de petróleo incluirá la renuncia a realizar reclamaciones relacionadas con la aplicación de los Decretos No. 566/2019 y No. 601/2019, mientras que para las empresas productoras de biocombustibles, deberán renunciar a las reclamaciones relacionadas con las normas que establecen la metodología de fijación de precios de los biocombustibles y las que definen sus respectivos precios bajo el régimen de promoción propuesto por la Ley No. 26.093.

La Resolución No. 688/2019, publicada el 1 de noviembre de 2019 en el Diario Oficial actualizó el tipo de cambio de referencia a AR\$51,77 por Dólar y mantuvo el precio de referencia del Brent en US\$59,00/bbl.

A partir de la fecha del presente Prospecto, las medidas relativas a los precios aplicadas mediante el Decreto 566/2019 (según sea modificado) ya no están en vigor, ya que el plazo fijado para el 13 de noviembre de 2019 no fue prorrogado.

La Ley de Solidaridad establece que el poder ejecutivo argentino tiene derecho a establecer derechos de exportación hasta un máximo del 33% de las mercancías exportadas hasta el 31 de diciembre de 2021. La Ley de Solidaridad también estableció un tope del 8% para los derechos de exportación de hidrocarburos y productos mineros.

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

En el marco de la emergencia pública y la crisis internacional derivada del COVID-19, el 19 de mayo de 2020, el Poder Ejecutivo Nacional publicó en el Boletín Oficial el Decreto N° 488/2020 (el “Decreto”), mediante el cual establece un precio de referencia para las entregas de petróleo crudo en el mercado local y regula otros aspectos relevantes de la industria hidrocarburífera. En virtud del mencionado decreto, desde el 19 de mayo de 2020 y hasta el 31 de diciembre de 2020, se establece un precio de referencia para facturar y cobrar las entregas de petróleo crudo en el mercado local equivalente a US\$ 45 por barril (US\$ 45/bbl), que se ajustará por calidad y puerto de entrega de conformidad con las prácticas del mercado local. Dicho precio de referencia estará vigente mientras la cotización del “ICE BRENT PRIMERA LINEA” no supere los US\$ 45 por barril durante 10 días consecutivos. Para ello, se considerará el promedio de las últimas 5 cotizaciones del “ICE BRENT PRIMERA LINEA” publicadas por el “PLATTS CRUDE MARKETWIRE” bajo el encabezado “Futures”. Los productores deberán aplicar el precio de referencia de US\$ 45/bbl para la liquidación de regalías. La Secretaría de Energía estará facultada para revisar y modificar trimestralmente el Precio de Referencia y, asimismo, para revisar el alcance de la norma, siguiendo los parámetros de niveles de producción, actividad e inversión.

De conformidad con el Decreto N° 488/2020, hasta el 31 de diciembre de 2020, las empresas productoras deberán mantener los niveles de actividad y/o producción registrados durante el año 2019, tomando en consideración la contracción de demanda local e internacional como consecuencia del COVID-19, considerando una adecuada y económica explotación del yacimiento, de acuerdo con la Ley de Hidrocarburos. Asimismo, las empresas productoras deberán aplicar idéntico criterio al mantenimiento de los contratos con contratistas y proveedores regionales. La Secretaría de Energía controlará el cumplimiento de los planes anuales de inversión presentados por las empresas productoras bajo el régimen informativo aplicable al Registro de Empresas Petroleras.

Asimismo, el Artículo 3 del referido decreto, establece que durante el hasta el 31 de diciembre de 2020, las empresas refinadoras y comercializadoras deberán comprar el petróleo crudo para cubrir el total de sus necesidades a productores locales (contemplando calidad de crudo que requieran los procesos de refinación). En el caso de empresas integradas, luego de adquirir su propia producción y la de sus socios, si fuera necesario, deberán comprar a terceros utilizando parámetros similares a los de 2019. Las empresas refinadoras,

comercializadoras e integradas no podrán importar productos que se encuentren disponibles en el mercado local o de los que haya capacidad de procesamiento en el mercado local.

Además, de acuerdo a lo establecido en la Ley de Solidaridad, el Decreto N° 488/2020 establece que los derechos de exportación de hidrocarburos se fijarán de acuerdo con lo siguiente: (i) 0% cuando el precio internacional de referencia (aquel publicado el último día hábil de cada mes por la Secretaría de Energía para el “ICE BRENT PRIMERA LÍNEA” considerando para ello, el promedio de las últimas 5 cotizaciones publicadas por el “PLATTS CRUDE MARKETWIRE” bajo el encabezado “Futures Settlements”) sea menor o igual US\$ 45/barril, (ii) 8% cuando el referido precio internacional de referencia sea superior o igual a US\$ 60 / barril; y (iii) cuando el referido precio internacional resulte superior a US\$ 45/barril e inferior a US\$ 60 / barril, la alícuota del derecho de exportación se determinará mediante una fórmula de ajuste progresivo de la alícuota del derecho de exportación desde 0 al 8%. El Decreto N° 488/2020 deja sin efecto toda otra norma que se oponga a lo mencionado en su Artículo 8 (en relación con los derechos de exportación aplicable a los hidrocarburos).

Por último, el referido decreto deroga el Decreto N° 2271 del 22 de diciembre de 1994 (Artículo 11°). Consecuentemente, se actualizan los valores de las multas por incumplimiento de las obligaciones de los permisionarios y concesionarios establecidas en la Ley de Hidrocarburos y modificatorias. Las multas oscilarán, de acuerdo con la gravedad e incidencia del incumplimiento, entre el valor de 22 m<sup>3</sup> de petróleo crudo nacional en el mercado interno y 2.200 m<sup>3</sup> del mismo hidrocarburo por cada infracción (Artículo 10°).

### ***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 trasladar 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, en adición a las demás medidas mencionadas en la presente sección.

### ***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.

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, la Secretaría de Energía emitió la Resolución No.46-E/17, según la misma fue modificada por la Resolución 419-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, la Secretaría 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, la Secretaría 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.

En el marco del "Programa de estímulo a la producción no convencional", las empresas tienen derecho a percibir una indemnización que se calculará como la diferencia entre el precio mínimo garantizado (fijado en: (i) US\$7,50/MMBtu para 2018, (ii) US\$7,00/MMBtu para 2019, (iii) \$6,50 /MMBtu para 2020 y (iv) \$6,00/MMBtu para 2021) y el precio mensual promedio ponderado por volumen del total de las ventas de gas natural en Argentina publicado por la Subsecretaría de Recursos Hidrocarbúferos. La Resolución 419-E/17 define los lineamientos considerados por la anterior Subsecretaría de Recursos Hidrocarbúferos (ahora la Subsecretaría de Hidrocarburos) para determinar el precio promedio ponderado mensual por volumen del total de las ventas de gas natural en Argentina.

El 3 de abril de 2018, la ex Secretaría de Energía emitió la Resolución No. 97/2018 que aprueba el procedimiento para la cancelación de los montos pendientes del Plan Gas y otros programas similares (el "Procedimiento"). Sin embargo, el 21 de febrero de 2019, la Secretaría de Energía emitió la Resolución No. 54/19, que modificó parcialmente la Resolución No. 97/2018, adaptándola al mecanismo de pago definido por el artículo 55 de la Ley No. 27.467. Entre otras cosas, dispuso que para solicitar la liquidación en virtud de dicho mecanismo, los beneficiarios deberán manifestar su consentimiento dentro del plazo de diez días de la notificación y que, al dar su consentimiento al mencionado mecanismo de liquidación, deberán renunciar a todo derecho, acción o reclamo en relación con los programas, actos administrativos de compensación y órdenes de pago que se hayan dictado.

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

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

#### **Decreto de necesidad y urgencia No. 1053/2018**

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 AR\$20,9 a AR\$38,7 Pesos Argentinos por Dólar según la tasa de compra de Dólares publicada por el Banco de la Nación Argentina. Debido al hecho de que los precios internos de los usuarios finales se establecen en la moneda local, las compañías de producción (*upstream*) no pudieron traspasar el aumento, por lo que cobraron precios inferiores en Dólares. Si bien los precios del gas natural en Argentina están denominados en Dólares, las tarifas pagadas por los usuarios finales regulados están denominadas en moneda local. En este contexto, debido a la imposibilidad de ajustar las tarifas en el corto plazo, los precios de los productores disminuyeron de un promedio de US\$4,4 por MMBtu en 2017 a US\$4,1 por MMBtu en promedio en 2018 para el gas entregado a clientes regulados.

En este contexto, el 16 de noviembre de 2018 el Decreto No. 1053/2018 estableció que el Gobierno Federal pagaría excepcionalmente las diferencias diarias acumuladas mensualmente -con motivo de las variaciones del tipo de cambio-, entre el precio del gas natural comprado y entregado por las distribuidoras de gas y las tarifas aprobadas para los usuarios residenciales durante el período de abril de 2018 a marzo de 2019.

En febrero y agosto de 2019, las resoluciones 72/2019 y 466/2019, según fueron modificadas por la Resolución No. 624/2019 del ENARGAS, aplicables a partir del 1 de abril de 2019, aprobaron las reglas de traspaso y el procedimiento general para el cálculo de las diferencias diarias acumuladas. Los montos a pagar a cada empresa distribuidora fueron aprobados por el ENARGAS mediante la Resolución No. 735/2019.

Finalmente, en respuesta a las recientes fluctuaciones del tipo de cambio, la Secretaría de Energía resolvió, mediante la Resolución No. 521/2019 - modificada por la Resolución 751/2019 y Resolución 791/2019 de la Secretaría de Energía (i) diferir el ajuste semestral de las tarifas de transporte y distribución, desde su vencimiento el 1 de octubre de 2019 hasta el 1 de febrero de 2020 y (ii) diferir el ajuste por variación del precio del gas en el punto de ingreso al sistema de transporte previsto con vigencia a partir del 1° de octubre de 2019 para el 1° de febrero de 2020. Dicha decisión incluye el aplazamiento de los ajustes de los precios del gas natural pagaderos por las distribuidoras de gas natural desde el 1 de octubre de 2019 hasta el 1 de febrero de 2020, momento en el que se resolverán los ajustes adecuados para los períodos aplazados, incluido el cálculo de las diferencias diarias durante dicho período.

Por su parte, el 28 de diciembre de 2019 se emitió el Decreto N° 99/2019 que fijó las tarifas de gas natural para determinados usuarios, por un plazo de 180 días, hasta junio de 2020. A fin de compensar a las prestadoras del servicio de distribución por el efecto de dicho diferimiento, la resolución referida dispuso a su vez la revisión y adecuación -en su exacta incidencia- de las inversiones obligatorias a su cargo. A los efectos de la implementación del diferimiento referido en el apartado (ii) precedente, será de aplicación lo establecido en el Decreto N° 1053/2018.

El 10 de abril de 2020, la Secretaría de Energía dependiente del Ministerio de Desarrollo Productivo mediante la Nota NO-2020-25148550-APN-SE#MDP instruyó a las empresas productoras de gas natural, a efectos de que renueven, hasta la fecha de vencimiento del plazo establecido en el artículo 5° de la Ley N° 27.541 (o sea, 180 días posteriores a la entrada en vigencia de dicha ley, la cual entro en vigencia el 24 de diciembre de 2019), en los mismos términos y condiciones, la vigencia de todos los acuerdos de suministro y de adquisición de gas natural, cuyo vencimiento haya operado u opere en el período comprendido entre el 31 de marzo de 2020 y la fecha de vencimiento del plazo establecido en el artículo 5° citado.

### **La Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva**

El 23 de diciembre de 2019, el Gobierno argentino promulgó la Ley de Solidaridad que declara la emergencia pública en materia económica, financiera, fiscal, administrativa, previsional, tarifaria, energética, sanitaria y social. La Ley de Solidaridad establece la reestructuración del régimen tarifario de la energía y congeló las tarifas de gas natural y electricidad. Además, la Ley de Solidaridad faculta al Poder Ejecutivo Nacional a intervenir al ENARGAS y al ENRE.

## **c) Descripción de las actividades y negocios**

### **Nuestras operaciones**

De acuerdo con la Secretaría de Energía, al 31 de diciembre de 2019, éramos el cuarto mayor productor de petróleo no convencional en Argentina, con 8 pozos. Nuestra producción diaria promedio fue de 29.112 boe/d en el año finalizado el 31 de diciembre de 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 2019 contábamos con Reservas Probadas equivalentes a 101,5 MMboe, 52% de ellas ubicadas en yacimientos *shale*, y de las cuales aproximadamente el 70% consisten de 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.

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

Bloque	Acres brutos	Acres netos	Participación	Operador	Reservas probadas netas al 31 de diciembre de 2019 (MMboe)	Producción neta promedio por el año terminado el 31 de diciembre de 2019 (Mboe/d)	Vencimiento de la concesión
<b>Cuenca Neuquina</b>							
Entre Lomas Neuquén	99.665	99.665	100%	Vista	2,8	2,9	2026
Entre Lomas Río Negro	83.349	83.349	100%	Vista	16,2	5,6	2026
Bajada del Palo Oeste	62.641	62.641	100%	Vista	62,7	9,8	2053
Bajada del Palo Este	48.853	48.853	100%	Vista	2,9	1,4	2053
Jarilla Quemada <sup>(1)</sup>	47.617	47.617	100%	Vista	0,9	0,7	2040
Charco del Palenque	47.963	47.963	100%	Vista	-	-	2034
25 de Mayo-Medanito	32.247	32.247	100%	Vista	6,7	3,5	2026
Jagüel de los Machos	48.359	48.359	100%	Vista	6,7	4,3	2025
Coirón Amargo Norte	26.598	14.629	55%	Vista	0,4	0,3	2037
Águila Mora	23.475	21.128	90%	Vista	-	0,0	2054
Coirón Amargo Suroeste	16.440	1.644	10%	Shell	1,6	0,2	2053
<b>Cuenca Golfo San Jorge</b>							
Sur Río Deseado Este	75.604	12.807	16,9%	Alianza Petrolera	-	-	2021
<b>Cuenca Noroeste</b>							
Acambuco	293.747	4.406	1,5%	Pan American Energy	0,6	0,2	2036/2040

(1) 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 2018 y 2019, y el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2020 nuestra producción estuvo concentrada en los siguientes activos en la Cuenca Neuquina: Entre Lomas Neuquén, Entre Lomas Río Negro, Bajada del Palo Oeste, JDM, 25 de Mayo-Medanito, Bajada del Palo Este, Charco del Palenque, Jarilla Quemada y Coirón Amargo Norte. También contamos con algunos activos en 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 diciembre de 2019 éramos propietarios de 1.004 pozos productivos y más de 200 pozos inyectoros en el país.

Tenemos participación en aproximadamente 134.000 acres netos en la formación Vaca Muerta, ubicados en Bajada del Palo Oeste, Bajada del Palo Este, Águila Mora y Coirón Amargo Sur Oeste. Somos operadores de tres de 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 con una producción diaria promedio de petróleo combinada de 107,7 Mbbl/d en 2019 (que representa 72% en la formación *shale oil* Vaca Muerta). 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 conectado todos nuestros 12 pozos de petróleo *shale* operados con la formación Vaca Muerta como objetivo, y los cuales llevaron nuestra producción de *shale* de cero a más de 10.000 boe/d a mediados de agosto de 2019, impulsado por un fuerte rendimiento individual de los pozos, es contiguo a nuestras instalaciones de transporte y tratamiento existentes, que cuentan con suficiente capacidad de almacenamiento disponible para procesar y entregar al mercado nuestra producción inicial de *shale*, apoyando así nuestros objetivos de incremento de la producción y generación de flujos de efectivo. Dado que la mayor parte de los acres que 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 locaciones de perforación enfocadas 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 delimitación adicional de las áreas sobre las que tenemos derechos en los bloques Bajada del Palo Este y Águila Mora.

Al 31 de diciembre de 2019 en Argentina contábamos con Reservas Probadas por un total de 101,5 MMboe, de las cuales el aproximadamente el 70% eran reservas de petróleo. En el año terminado el 31 de diciembre de 2019, nuestra producción diaria promedio ascendió a 28.741 boe/d, de la cual el petróleo crudo representó el 63%, el gas natural el 35% y los GNL el otro 2%. Desde la Combinación Inicial de Negocios hemos reducido nuestro costo de operación promedio a US\$ 13,9 por boe durante el año terminado el 31 de diciembre de 2019 (información correspondiente a todos los activos adquiridos en la Combinación Inicial de Negocios) a US\$ 10,8 por boe por el año terminado el 31 de diciembre 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.***

Somos los operadores de la mayoría de nuestros bloques.

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

<b>Bloque</b>	<b>Producción neta promedio de petróleo por el periodo de tres meses terminado el 31 de marzo de 2020 (Mbb/d) <sup>(2)</sup></b>	<b>Producción neta promedio de gas por el periodo de tres meses terminado el 31 de marzo de 2020 (MMcf/d) <sup>(2)</sup></b>	<b>Producción neta promedio de NGL por el periodo de tres meses terminado el 31 de marzo de 2020 (Mboe/d) <sup>(2)</sup></b>
<b><i>Cuenca Neuquina</i></b>			
Entre Lomas Neuquén .....	0,9	0,8	0,1
Entre Lomas Río Negro .....	3,2	11,4	0,5
Bajada del Palo Oeste .....	6,0	24,2	-
Bajada del Palo Este .....	0,6	2,9	0,0
Jarilla Quemada <sup>(1)</sup> .....	0,2	2,9	0,0
Charco del Palenque <sup>(1)</sup> .....	-	-	-
25 de Mayo-Medanito .....	2,7	1,0	-
JDM.....	2,8	5,2	-
Coirón Amargo Norte.....	0,2	0,2	-
Águila Mora .....	0,2	-	-
Coirón Amargo Sur Oeste .....	0,1	0,1	-
<b><i>Cuenca del Golfo San Jorge</i></b>			
Sur Río Deseado Este .....	-	-	-
<b><i>Cuenca Noroeste</i></b>			
Acambuco.....	0,0	0,9	-

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

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

La información incluida en la siguiente tabla corresponde a la producción de todos nuestros activos para el año terminado el 31 de diciembre de 2019.

Bloque	Producción neta promedio de petróleo por el año terminado el 31 de diciembre de 2019	Producción neta promedio de gas por el año terminado el 31 de diciembre de 2019	Producción neta promedio de NGL por el año terminado el 31 de diciembre de 2019
	(Mbbbl/d) <sup>(3)</sup>	(MMcf/d) <sup>(3)</sup>	(Mboe/d) <sup>(3)</sup>
<b>Cuenca Neuquina</b>			
Entre Lomas Neuquén	1,3	0,9	0,6
Entre Lomas Río Negro	3,3	2,2	-
Bajada del Palo Oeste <sup>(1)</sup>	5,5	24,1	0,1
Bajada del Palo Este <sup>(1)</sup>	0,6	4,2	0,0
Jarilla Quemada <sup>(2)</sup>	0,3	1,9	-
Charco del Palenque <sup>(2)</sup>	-	-	-
25 de Mayo-Medanito	3,3	1,1	-
JDM	3,3	5,9	-
Coirón Amargo Norte	0,2	0,2	-
Águila Mora	0,0	0,0	-
Coirón Amargo Sur Oeste	0,2	0,1	-
<b>Cuenca del Golfo San Jorge</b>			
Sur Río Deseado Este	-	-	-
<b>Cuenca Noroeste</b>			
Acambuco	0,0	0,9	-

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

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

### Concesiones

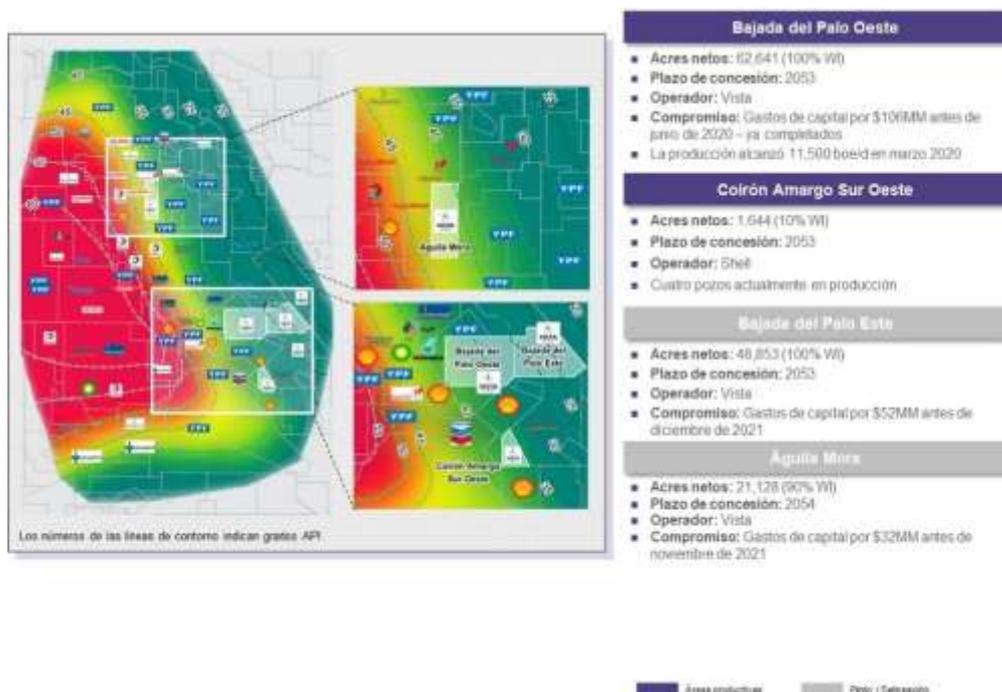
Hemos obtenido derechos sobre las siguientes concesiones de petróleo y gas:

**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, a la que nos referimos de manera conjunta como “Agua Amarga” (en todos los casos, como operadora); (b) una participación con operación del 55% en los derechos de explotación de la concesión Coirón Amargo Norte (como operadora); (c) una participación con operación del 90% en concesión de explotación no convencional Águila Mora; y (d) una participación sin operación del 10% en los derechos sobre el bloque CASO (que está operado por Shell).

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

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

El siguiente mapa muestra la ubicación de los bloques *shale* ubicados en Argentina sobre los que tenemos derechos al 31 de diciembre de 2019:



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 revertir voluntariamente a toda o parte del área correspondiente en favor de las autoridades argentinas.

### ***Entre Lomas Neuquén y Entre Lomas Río Negro***

Somos operadores y titulares de una participación del 100% en los derechos de explotación de las concesiones Entre Lomas Neuquén y Entre Lomas Río Negro, mismas a las que nos referimos conjuntamente como “Entre Lomas”, en la Cuenca Neuquina, en las Provincias de Neuquén y Río Negro 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 2,8 MMboe y 16,2 MMboe, respectivamente, al 31 de diciembre de 2019, y reportaron una producción de 1,3 Mboe/d (46% consistió en petróleo) y 3,3 Mboe/d (60% petróleo), respectivamente, en el año terminado 31 de diciembre de 2019. Las concesiones de Entre Lomas Neuquén y Entre Lomas Río Negro vencen en 2026.

Al 31 de diciembre de 2019 se comprometió con la provincia de Río Negro a perforar 8 pozos de desarrollo y 2 pozos de delineación, a un costo estimado de US\$20 millones, realizar inversiones de capital en 9 obras de reacondicionamiento de pozos y abandonar 3 pozos por un costo estimado de US\$5,3 millones, en nuestras concesiones, hasta 2022.

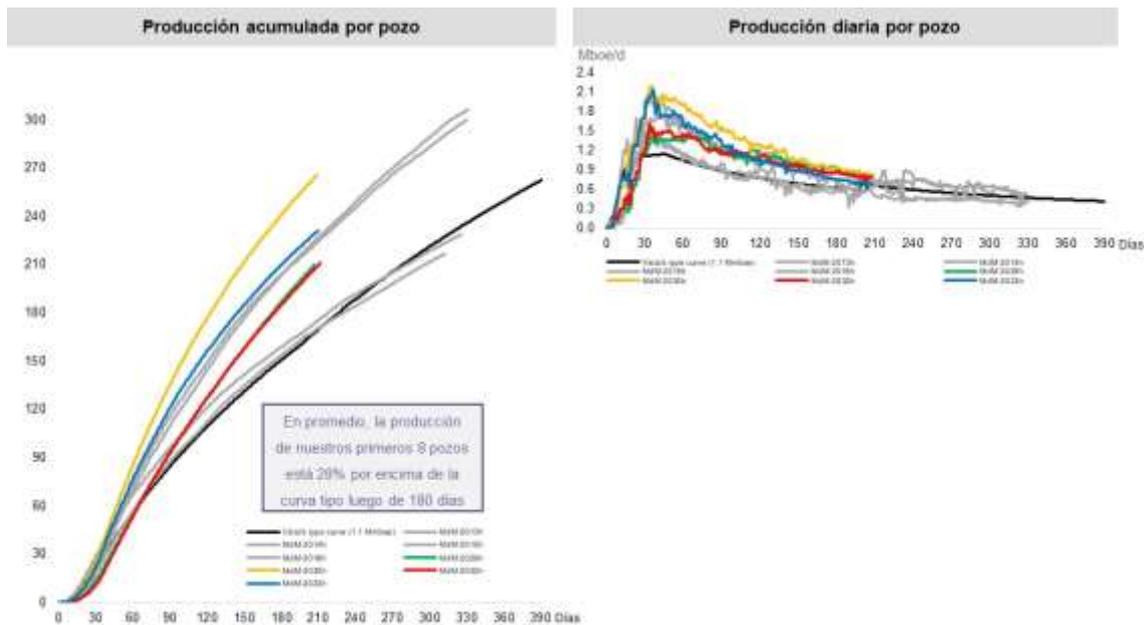
Las unidades productivas son las areniscas continentales fluviales y eolianas de las formaciones Tordillo y Punta Rosada, así como las facies carbonáticas de la formación Quintuco. El desarrollo primario restante consiste en la perforación de pozos ubicados a las orillas de los campos y en pequeñas trampas 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 2019 este bloque tenía reservas de 50,9 MMboe reservas de *shale* y 11,7 MMboe convencionales, y reportó una producción de 9,8 Mboe/d (de los cuales el 56% consistió en petróleo) en lo que respecta al año terminado el 31 de diciembre de 2019. En diciembre de 2018 obtuvimos una concesión de explotación no convencional por 35 años que vence en diciembre de 2053. En conexión con el otorgamiento de dicha concesión, al 31 de diciembre de 2019 Vista Argentina ya ha cumplido con el compromiso de perforar 8 pozos horizontales, totalizando una inversión de US\$105,6 millones e instalaciones relacionadas por US\$14,7 millones hasta junio del 2020.

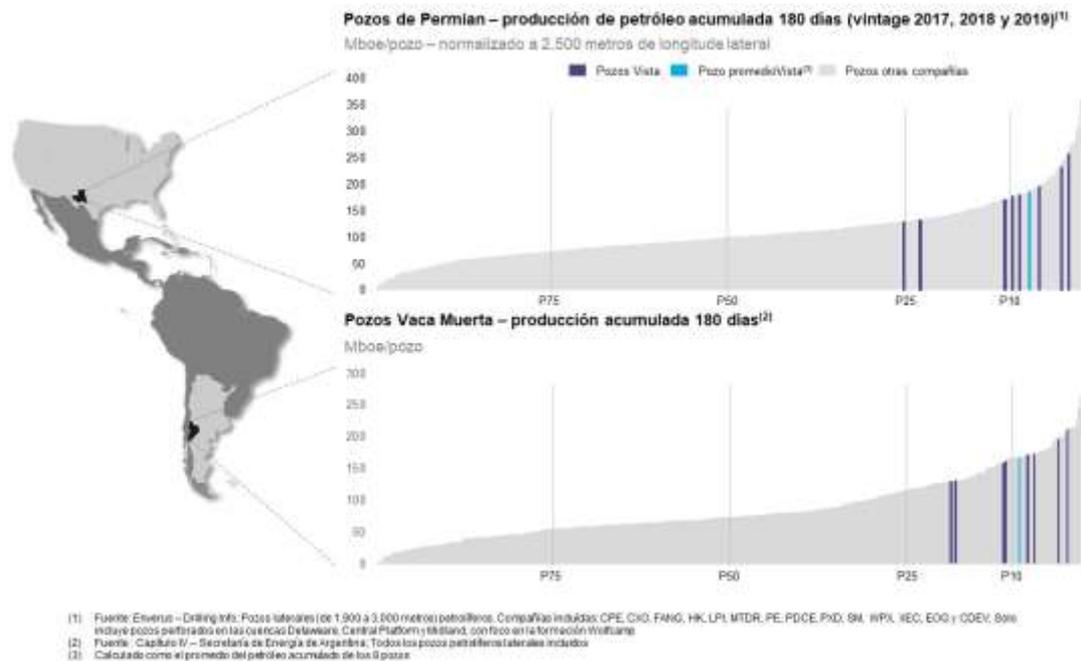
Durante el 2019, completamos y conectamos nuestros primeros 8 pozos que llevó la producción de *shale* en Bajada del Palo Oeste desde cero a un más de 10.000 en agosto 2019 y tuvo una producción promedio de 4,9 Mboe/d en el periodo terminado el 31 de diciembre de 2019. Adicionalmente, en febrero de 2020 completamos y conectamos nuestro tercer pad de 4 pozos. Empleamos una estricta política de gestión de presión para preservar la integridad de las estimulaciones hidráulicas y la estabilidad de presión del fondo del pozo. En cada uno de estos tres pads, aterrizamos dos pozos en el horizonte de navegación La Cocina, mientras los otros dos fueron aterrizados en Orgánico. Completamos cada pad con 10 clusters por etapa de estimulación hidráulica, con un espaciamiento entre estimulaciones hidráulicas de 246 pies (75 metros) en el primer *pad* y 197 pies (60 metros) en el segundo y tercer *pad* (con excepción de un pozo de 40 metros de espaciamiento en el tercero). Durante la perforación y completación de nuestro tercer pad, logramos mejorar nuestra eficiencia de perforación aumentando nuestra velocidad de perforación por un 20% a un promedio de 726 pies diarios, con respecto a un promedio de 477 pies diarios en nuestro primer pad. Adicionalmente, también mejoramos nuestro costo de completación al reducir nuestro costo por etapa de estimulación en un 14% a US\$189 mil Dólares con respecto a nuestro primer *pad*. Como resultado, el costo de perforación y completación promedio por pozo (normalizado a una longitud lateral de 2.500 metros y 34 etapas de estimulación hidráulica) se redujo de US\$13,8 millones a US\$11,7 millones, resultando en ahorros de 15%.

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 m<sup>3</sup> de líquidos y 42.856 sxs de arena inyectados, resultando en 8 etapas de estimulación en un mismo día y 5,0 etapas de estimulación 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 estimulación en un mismo día y 7,6 etapas de estimulación promedio por día. Las mejoras en el rendimiento y en los costos de perforación de nuestro tercer 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, la transferencia de agua a los tanques en la locación utilizando una manguera plana para mejorar el costo del agua y la logística durante la completación y la mejora continua a través de nuestro modelo de contratación "One-Team". Adicionalmente, la mejora en nuestro desempeño en la completación del tercer pad es el resultado principalmente 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 rig-lock *wireline* y engrasado remoto de válvulas de estimulación.

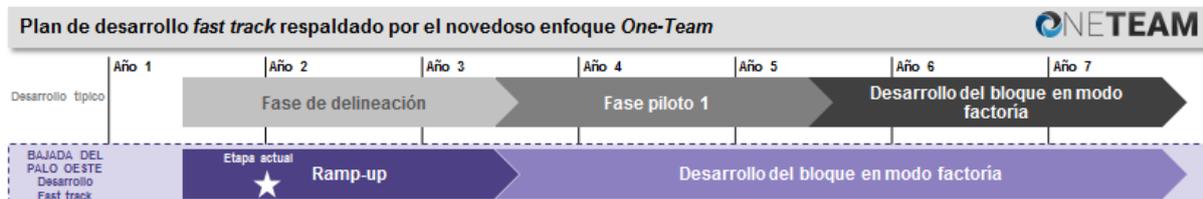


La curva tipo estimada de Bajada del Palo Oeste se basa en datos reales de producción obtenidos a partir de datos públicos de pozos horizontales de los Bloques La Amarga Chica, Bandurria Sur, Loma Campana, Sierras Blancas y Cruz de Lorena, estimado por simulación numérica. Cada pozo fue declinado siguiendo 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 estimulación hidráulica, por lo que una interpretación detallada de los registros de imágenes de perforación junto con una descripción completa de los núcleos disponibles en la formación Vaca Muerta se utilizaron como entrada de heterogeneidad en un simulador de estimulación hidráulica. Este proceso de trabajo reúne las propiedades geomecánicas y las heterogeneidades verticales de la roca y simula la geometría de la estimulación para un diseño de estimulación determinado. Los resultados se utilizan como entrada para la simulación numérica del yacimiento, donde la geometría de la estimulación se combina con la capacidad de almacenamiento y flujo de la roca y las propiedades de los fluidos de los hidrocarburos. La salida de la simulación numérica se comparó entonces con la curva P50 a partir de la curva real distribución de datos de producción para la consistencia de los resultados.

El rendimiento de nuestros primeros 8 pozos durante los primeros 80 días se compara favorablemente contra el de los pozos petrolíferos laterales (entre 1.900 y 3.000 metros de longitud lateral) de Permian conectados entre 2017 y 2019 (normalizados a 2.500 metros de longitud lateral) y todos los pozos petrolíferos laterales perforados en Vaca Muerta, 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. 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 de 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 diciembre de 2019 se habían perforado más de 823 pozos.

Actualmente contamos con un inventario para perforación para 11 años con la formación Vaca Muerta como objetivo, que totaliza 400 locaciones en este bloque. Tenemos la intención de ampliar nuestro 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 2019 este bloque tenía Reservas Probadas de 2,9 MMboe y una producción de 1,4 Mboe/d (42% de petróleo) durante el año terminado el 31 de diciembre de 2019. El 21 de diciembre de 2019 obtuvimos una concesión de

explotación no convencional por 35 años que vence en diciembre de 2053. Con motivo del otorgamiento de dicha concesión, nos hemos comprometido a perforar 5 pozos horizontales, totalizando una inversión de US\$51,8 millones para diciembre de 2021, la cual a la fecha del presente Prospecto aún no se ha realizado.

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

### ***Jarilla Quemada y Charco del Palenque***

Somos operadores y titulares de una participación del 100% en los derechos de explotación de las concesiones de Jarilla Quemada y Charco del Palenque, a las cuales nos referimos conjuntamente como “Agua Amarga”, en la Cuenca Neuquina, en la Provincia de Río Negro, y tienen una extensión de aproximadamente 47.617 y 47.963 acres brutos, respectivamente. Al 31 de diciembre de 2019, estas concesiones tenían Reservas Probadas de 0 MMboe y 0,9 MMboe, respectivamente, y una producción conjunta de 0,9 Mboe/d (48% petróleo) por el año terminado el 31 de diciembre 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 2019 este bloque tenía Reservas Probadas de 6,7 MMboe y reportó una producción de 3,5 Mboe/d (de los cuales el 94% consistió en petróleo), durante el año terminado el 31 de diciembre de 2019. La concesión vence en octubre de 2026.

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

### ***JDM***

Somos operadores y titulares de una participación del 100% en los derechos de explotación de la concesión JDM en la Cuenca Neuquina, en la Provincia de Río Negro, que tiene una extensión de aproximadamente 48.359 acres brutos. Al 31 de diciembre de 2019 este bloque tenía Reservas Probadas de 6,7 MMboe y reportó una producción de 4,3 Mboe/d (de los cuales el 76% consistió en petróleo), durante el año terminado el 31 de diciembre de 2019. La concesión vence en septiembre de 2025.

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

- Al 31 de diciembre de 2019, nos comprometimos a la perforación de 10 pozos de desarrollo, 4 pozos de delineación y 1 pozos de exploración, a un costo estimado de US\$20,3 millones, para el año 2021; y
- Además., al 31 de diciembre de 2019, nos comprometimos a 11 trabajos de reparación de pozos y abandono de 21 pozos, a un costo estimado de US\$7,4 millones para el año 2021.

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

### ***Coirón Amargo Norte***

Somos operadores y titulares de una participación del 55% en la coinversión para la explotación de la concesión Coirón Amargo Norte en la Cuenca Neuquina, en la Provincia del Neuquén, que tiene una extensión de aproximadamente 26.598 acres brutos. Al 31 de diciembre de 2019 este bloque tenía Reservas Probadas de 0,4 MMboe y, durante el año terminado el 31 diciembre de 2019, reportó una producción de 0,3 Mboe/d (de los cuales el 87% 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 en el futuro, si hay un incremento en el precio del gas natural.

### ***Águila Mora***

Somos operadores y titulares de una participación del 90% en la coinversión con G&P para el aprovechamiento no convencional de la concesión para la exploración de Águila Mora en la Cuenca Neuquina, en la Provincia del Neuquén, que tiene una extensión de aproximadamente 23.475 acres brutos; y tenemos planeado delinear dicha área con el objeto de incrementar nuestro inventario actual de perforación *de shale*.

El 29 de noviembre de 2019, el gobernador de la provincia de Neuquén emitió el Decreto 2597 por el cual se concedió en favor de la compañía G&P una concesión de explotación no convencional sobre el área “Águila Mora” por un plazo de 35 años (renovable, a su vencimiento y sujeto a ciertas condiciones, por períodos sucesivos de 10 años), reemplazando el permiso de exploración anteriormente otorgado.

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

La concesión de explotación no convencional mencionada incluye un período inicial de plan piloto de 2 años, plazo durante el cual Vista Argentina debe (i) poner en producción tres pozos ya perforados y completados por el operador anterior, (ii) perforar dos pozos horizontales nuevos, y (iii) construir instalaciones de superficie asociadas, totalizando una inversión aproximada de US\$32.000.000.

En el marco del otorgamiento de la concesión de explotación no convencional antes mencionada, Vista Argentina pagó a la provincia de Neuquén los siguientes conceptos: (i) bono de infraestructura por un monto de US\$700.000; y (ii) en materia de RSE, un monto de US\$800.000.

Este bloque tuvo una producción de 37 boe/d (100% petróleo) para el año terminado el 31 de diciembre de 2019.

### ***Coirón Amargo Sur Oeste***

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

En marzo de 2018 se perforó el primer pozo, que reportó una producción superior a la curva estimada. Al 31 de diciembre de 2019 este bloque contaba con Reservas Probadas a nuestra participación de 1,6 MMboe y una producción medida a nuestra participación de 0,2 Mboe/d (89% petróleo), por el año terminado el 31 de diciembre de 2019. Al 31 de diciembre de 2019 no hay compromisos de capital pendientes con la Provincia del Neuquén, ya que hemos completado durante 2019 con las inversiones pendientes consistentes en la perforación y terminación de 3 pozos horizontales.

### ***Sur Río Deseado Este***

Somos titulares de una participación del 16,95% en la coinversión para la explotación de la concesión Sur Río Deseado Este en la cuenca del Golfo San Jorge, en la Provincia de Santa Cruz, que tiene una extensión de aproximadamente 75.604 acres brutos. El operador de este bloque para evaluación es Alianza Petrolera. Al

31 de diciembre de 2019, este bloque no contaba con Reservas Probadas y, durante el año terminado el 31 de diciembre de 2019 no reportó producción alguna. La concesión vence en 2021. No tenemos compromisos de capital pendientes.

APCO Sucursal Argentina (actualmente Vista Argentina) suscribió un contrato de *joint venture*, que no se encuentra registrado, para la exploración de una porción de la concesión Sur Río Deseado Este, en la que tiene una participación del 44% y Quintana E&P es el operador. Este contrato de exploración cubre aproximadamente 63.249 acres brutos de un total de 75.604 acres brutos de Sur Río Deseado Este.

### ***Acambuco***

Somos titulares de una participación del 1,5% en la coinversión para la explotación de la concesión Acambuco en la cuenca Noroeste, en la Provincia de Salta, que tiene una extensión de aproximadamente 293.747 acres brutos. El operador de este bloque de evaluación es Pan American Energy, que posee una participación del 52%. El porcentaje restante corresponde a otros dos socios: YPF, que tiene una participación del 45%; y Northwest Argentina Corporation, una subsidiaria de WPX Energy, que tiene una participación del 1,5%. Al 31 de diciembre de 2019, este bloque tenía Reservas Probadas netas de 0,6 MMBoe y, durante el año terminado el 31 de diciembre de 2019, reportó una producción neta de 0,2 Mboe/d (de los cuales el 12% 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 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 las Reservas Probadas al 31 de diciembre de 2019. Las estimaciones de Reservas Probadas se derivan del reporte de fecha 6 de febrero de 2020 preparado por D&M, consultores independientes en evaluación de reservas. El Reporte de Reservas de 2019 preparado por D&M se realizó con base en la información proporcionada por nosotros y presenta una valuación al 31 de diciembre de 2019 de las reservas de petróleo y gas ubicadas en Entre Lomas Río Negro, Entre Lomas Neuquén, Bajada del Palo Oeste, Bajada de Palo Este, Charco del Palenque, Jarilla Quemada, Coirón Amargo Norte, Coirón Amargo Sur Oeste, Acambuco, Jagüel de los Machos y 25 de Mayo-Medanito, en el país.

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

Los precios del petróleo crudo utilizados para determinar las reservas probadas en Argentina fueron el precio promedio durante los periodos de 12 meses anteriores por los periodos terminados el 31 de diciembre de 2019 y 31 de diciembre de 2018, determinado como un promedio aritmético no ponderado del precio del primer día del mes para cada mes dentro de dichos periodos. Adicionalmente, debido a que no existen precios de referencia en el mercado de gas natural en Argentina, utilizamos los precios promedio del gas realizado durante el año para determinar nuestras reservas de gas. Para mayor información, véase la Nota 34 de nuestros Estados Financieros Auditados.

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 2019. Las reservas probadas no desarrolladas y desarrolladas estimadas se calcularon con base en las participaciones en las concesiones, incluyendo una participación del 100% en Entre Lomas Río Negro, Entre Lomas Neuquén, Bajada del Palo Oeste, Bajada del Palo Este, Charco del Palenque, Jarilla Quemada Jagüel de los Machos y 25 de Mayo-Medanito, un 55% en Coirón Amargo Norte, un 10% en Coirón Amargo Sur Oeste y un 1,5% en Acambuco.

	<b>Petróleo Crudo condensado y NGL (MMbbl)</b>	<b>Consumo más ventas de gas natural</b>	<b>Reservas totales (MMboe)</b>	<b>% de petróleo</b>
Probadas desarrolladas en participación	<b>30,2</b>	<b>107,9</b>	<b>49,4</b>	<b>61%</b>
Probadas no desarrolladas en participación	<b>40,7</b>	<b>64,1</b>	<b>52,1</b>	<b>78%</b>
Total Probados en participación	<b>70,8</b>	<b>172,0</b>	<b>101,5</b>	<b>70%</b>

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 2% y 3,1% de nuestras reservas probadas desarrolladas y no desarrolladas 31 de diciembre de 2019 y 31 de diciembre de 2018, respectivamente.

(2) El consumo de gas natural representó el 16,9% del total de reservas de gas natural (consumo más ventas de gas natural) al 31 de diciembre de 2018 y el 14,1% al 31 de diciembre de 2019.

Al 31 de diciembre de 2019, las reservas probadas de petróleo y gas que tenemos en el país (tanto desarrolladas como no desarrolladas) ascendían a un total de 101,5 MMboe (compuestas por 70,8 MMbbl de petróleo condensado y GNL y 172,0 Bncf o 30,6 MMboe de gas); y las reservas probadas totales de petróleo crudo, condensado y NGL representaban el 70% de las reservas probadas totales.

	<b>Total Probadas Desarrolladas</b>		<b>Total Probadas No Desarrolladas</b>		<b>Total Probadas</b>		<b>Total</b>
	<b>Petróleo crudo condensado y NGL<sup>(1)</sup> (MMbbl)</b>	<b>Consumo más ventas de gas natural<sup>(2)</sup> (Mmboe)</b>	<b>Petróleo crudo condensado y NGL (MMbbl)</b>	<b>Consumo más venta de gas natural (Mmboe)</b>	<b>Petróleo crudo condensado y NGL (MMbbl)</b>	<b>Consumo más ventas de gas natural (Mmboe)</b>	<b>(Mmboe)</b>
Bajada del Palo Oeste Convencional	2,0	5,8	0,3	3,7	2,3	9,5	11,7
Bajada del Palo Oeste Shale	5,3	1,0	37,7	6,9	43,0	7,9	50,9
<b>Bajada del Palo Oeste</b>	<b>7,3</b>	<b>6,8</b>	<b>38,0</b>	<b>10,6</b>	<b>45,3</b>	<b>17,4</b>	<b>62,7</b>
<b>Bajada del Palo Este</b>	<b>1,5</b>	<b>1,5</b>	-	-	<b>1,5</b>	<b>1,5</b>	<b>2,9</b>
<b>Coirón Amargo Norte</b>	<b>0,3</b>	<b>0,1</b>	-	-	<b>0,3</b>	<b>0,1</b>	<b>0,4</b>
<b>Charco del Palenque</b>	<b>0,4</b>	<b>0,1</b>	<b>0,4</b>	<b>0,1</b>	<b>0,8</b>	<b>0,2</b>	<b>0,9</b>
<b>Jarilla Quemada</b>	-	-	-	-	-	-	-
<b>Entre Lomas Río Negro</b>	<b>7,7</b>	<b>7,6</b>	<b>0,4</b>	<b>0,5</b>	<b>8,0</b>	<b>8,1</b>	<b>16,2</b>
<b>Entre Lomas Neuquén</b>	<b>1,9</b>	<b>0,9</b>	-	-	<b>1,9</b>	<b>0,9</b>	<b>2,8</b>
<b>Jaguel de los Machos</b>	<b>5,1</b>	<b>1,5</b>	<b>0,1</b>	<b>0,0</b>	<b>5,2</b>	<b>1,5</b>	<b>6,7</b>
<b>25 de Mayo-Medanito SE</b>	<b>5,8</b>	<b>0,3</b>	<b>0,5</b>	<b>0,0</b>	<b>6,3</b>	<b>0,3</b>	<b>6,7</b>
<b>Coirón Amargo Suroeste</b>	<b>0,1</b>	<b>0,0</b>	<b>1,3</b>	<b>0,2</b>	<b>1,4</b>	<b>0,2</b>	<b>1,6</b>
<b>Acambuco</b>	<b>0,0</b>	<b>0,5</b>	-	-	<b>0,0</b>	<b>0,5</b>	<b>0,6</b>
<b>Total</b>	<b>30,2</b>	<b>19,2</b>	<b>40,7</b>	<b>11,4</b>	<b>70,8</b>	<b>30,6</b>	<b>101,5</b>

(1) Nuestros volúmenes de hidrocarburos líquidos incluyen petróleo crudo, condensado y NGL (LPG y gasolina natural). No incluimos cifras separadas para las reservas de NGL porque representaban menos del 2% y 3,1% de nuestras reservas probadas desarrolladas y no desarrolladas al 31 de diciembre de 2019 y 31 de diciembre de 2018, respectivamente.

(2) El consumo de gas natural representó el 16,9% del total de reservas de gas natural (consumo más ventas de gas natural) al 31 de diciembre de 2018 y el 14,1% al 31 de diciembre de 2019.

### ***Proceso de estimación de reservas - Controles internos***

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

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

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

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

En reconocimiento de que las estimaciones en cuanto a las reservas se basan en interpretaciones y juicios, podrían llegar a existir diferencias entre las estimaciones preparadas a nivel interno y las preparadas por un ingeniero independiente capacitado en reservas. Si bien dichas diferencias se discutieron en las reuniones técnicas, los reportes incluyen cifras estimadas por nuestro ingeniero independiente capacitado en reservas. Una vez que este proceso esté completado, el ingeniero independiente capacitado en reservas enviará una copia preliminar del reporte de reservas a nuestros directivos relevantes, quienes actuarán con el carácter de comité de revisión de reservas. Nuestro director general, director de operaciones, director de finanzas y director de relaciones con inversionistas y planeación estratégica forman parte de este comité.

### ***Ingenieros Independientes Capacitados en Reservas***

La información relativa a nuestras reservas de los activos en el país en el 2019, fue certificada por D&M, una firma independiente. D&M es una firma global de consultoría en materia de petróleo y gas que ofrece servicios de asesoría técnica, comercial y estratégica a la industria del petróleo y gas desde hace más de 80 años. Vista solicitó que D&M preparara un reporte, mismo que fue emitido el 6 de febrero de 2020 y cubre las reservas al 31 de diciembre de 2019 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 2019 se basan en estimaciones generadas mediante la integración de la información disponible y adecuada, utilizando tecnologías reconocidas que a través de su uso en campo han demostrado que producen resultados consistentes y repetibles. Los datos utilizados en estas evaluaciones integrales incluyeron información obtenida directamente del subsuelo a través de perforaciones, como es el caso de los registros de los pozos, las muestras de contenido de la reserva, las muestras de fluidos, la información sobre la presión estática y dinámica, los resultados de las pruebas de producción y la información acerca de vigilancia y desempeño. Los datos utilizados también incluyeron información obtenida a través de mediciones indirectas, incluyendo información sísmica de alta calidad en segunda y tercera dimensiones, calibrada con los controles de pozos disponibles. Cuando ello resultó aplicable, también se utilizó información geológica visible en la superficie. Las herramientas empleadas para interpretar e integrar toda esta información incluyeron software para modelación de reservas tanto propio como comercial, simulaciones y análisis de datos. En algunos casos, cuando se tuvo acceso a modelos de reservas análogos apropiados, los parámetros de reservas de estos modelos análogos se utilizaron para incrementar la confiabilidad de las estimaciones de nuestras reservas.

### ***Extensión de acres***

Al 31 de diciembre de 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.

	<b>Total de acres</b>		<b>Total de acres operados</b>		<b>Total de acres operados no desarrollados</b>	
	<b>Bruto</b>	<b>Neto</b>	<b>Bruto</b>	<b>Neto</b>	<b>Bruto</b>	<b>Neto</b>
Argentina.....	906.558	525.308	93.258	74.132	813.300	451.176

Montos aproximados

### ***Pozos productivos***

La siguiente tabla muestra nuestro total de pozos productivos bruto y neto en Argentina al 31 de diciembre de 2019. La tabla incluye el total de pozos productivos bruto y neto de Vista Argentina, operaciones conjuntas y asociaciones. Entre los dos pozos de exploración perforados durante el 2019, uno estaba seco. De los 25 pozos de desarrollo completados durante el 2019, ninguno de ellos estaba seco:

	<b>Petróleo</b>		<b>Gas</b>		<b>Total pozos</b>	
	<b>Bruto</b>	<b>Neto</b>	<b>Bruto</b>	<b>Neto</b>	<b>Bruto</b>	<b>Neto</b>
Argentina	942	933	77	71	1.019	1.004

Las tablas muestran cantidades aproximadas.

### ***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 diciembre de 2019. Para más información sobre nuestras actividades actuales, véase “*Actividades de perforación*” de este Prospecto.

**Pozos en proceso de  
perforación o terminación  
activa**

<b>Pozos de petróleo</b>	
Bruto	0
Neto	0
<b>Pozos de gas</b>	
Bruto	0
Neto	0

**Producción**

La siguiente tabla muestra la información de la producción de gas natural y volúmenes de venta en el país por el año terminado el 31 de diciembre de 2019.

Bloque	Producción neta promedio por el año terminado el 31 de diciembre de 2019		Participación	Operador
	Petróleo (en miles de barriles)	Gas Natural (en millones de pies cúbicos)		
<b>Cuenca Neuquina</b>				
Entre Lomas Neuquén	486,7	1.872,4	100%	Vista
Entre Lomas Río Negro	1.219,5	4.552,3	100%	Vista
Bajada del Palo Oeste	1.993,0	8.792,6	100%	Vista
Bajada del Palo Este	212,8	1.515,1	100%	Vista
Jarilla Quemada <sup>(3)</sup>	117,1	690,2	100%	Vista
Charco del Palenque	-	-	100%	Vista
25 de Mayo-Medanito	1.218,0	404,1	100%	Vista
JDM	1.186,9	2.160,3	100%	Vista
Coirón Amargo Norte	81,2	70,9	55%	Vista
Águila Mora	13,5	-	90%	Vista
Coirón Amargo Sur Oeste	56,9	39,9	10%	Shell
<b>Cuenca Golfo San Jorge</b>				
Sur Río Deseado Este	-	-	16,95%	Alianza Petrolera
<b>Cuenca Noroeste</b>				
Acambuco	8,5	344,4	1,5%	Pan American Energy

(1) La producción de petróleo se compone de la producción de petróleo crudo, condensado y gasolina natural. Nuestra producción de gasolina natural se mezcla y se vende con nuestra producción de petróleo crudo y condensado.

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

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

Bloque	Producción neta promedio por el periodo de nueve meses terminado el 31 de diciembre de 2018		Participación	Operador
	Petróleo Crudo (en miles de barriles)	Gas Natural (en millones de pies cúbicos)		
<b>Cuenca Neuquina</b>				
Entre Lomas Neuquén	433,2	647,3	100%	Vista
Entre Lomas Río Negro	1.383,3	4.721,7	100%	Vista
Bajada del Palo Oeste	450,3	7.336,1	100%	Vista
Bajada del Palo Este	232,0	1.610,4	100%	Vista
Jarilla Quemada	157,1	938,4	100%	Vista
Charco del Palenque	-	-	100%	Vista
25 de Mayo-Medanito	1.362,0	671,4	100%	Vista
JDM	1.134,0	2.117,4	100%	Vista
Coirón Amargo Norte	102,8	84,4	55%	Vista
Águila Mora	0	0	90%	Vista
Coirón Amargo Sur Oeste	75,5	53,3	10%	Shell
<b>Cuenca Golfo San Jorge</b>				
Sur Río Deseado Este	0	0	16,95%	Alianza Petrolera
<b>Cuenca Noroeste</b>				
Acambuco	8,2	398,5	1,5%	Pan American Energy

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

### ***Actividades de perforación***

A la fecha de este Prospecto todas nuestras actividades de perforación estaban concentradas en el país. Durante el año terminado el 31 de diciembre de 2019, habíamos perforado y completado 19 pozos convencionales y habíamos realizado 11 reparaciones. De éstos, 12 pozos nuevos estaban enfocados en formaciones tendientes a producir petróleo, mientras que 5 pozos nuevos estaban enfocados en formaciones tendientes a producir gas y 2 eran pozos de exploración. Durante el año terminado el 31 de diciembre de 2019, los gastos de capital en perforaciones convencionales y actividades de reparación ascendieron a US\$47,6 millones y el total de gastos de capital en instalaciones asociadas y otras ascendieron a un total de US\$24,9 millones.

Además, realizamos inversiones de capital en nuestro desarrollo de shale en Vaca Muerta. Durante el año terminado el 31 de diciembre de 2019, invertimos US\$150,2 millones, de los cuales US\$117,7 millones corresponden a las actividades de perforación y completación en nuestro desarrollo Vaca Muerta en Bajada del Palo Oeste, donde completamos nuestro primeros dos *pads* de 4 pozos y perforamos el tercero y realizamos una reparación, US\$30 millones de Dólares corresponden a la construcción de instalaciones asociadas y otras, y US\$25,5 millones para el bloque CASO. Durante el periodo posterior a la Combinación Inicial de Negocios invertimos US\$57,7 millones, de los cuales US\$53,8 correspondieron a desarrollo en Bajada del Palo Oeste operado por Vista Argentina y US\$3,9 millones correspondieron a la perforación y terminación de un pozo en el bloque CASO operado por Shell.

El total de inversiones de capital durante el año terminado el 31 de diciembre de 2019 ascendió a US\$221,9 millones, de los cuales el 99% se invirtió en nuestros activos en Argentina.

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

Tratándose del gas natural, entre marzo 2019 y abril de 2019 asumimos compromisos anuales que representan aproximadamente el 90% de nuestra producción total vendible, sujeta 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 40% de nuestra producción anual, con el objeto de garantizar la satisfacción de la demanda local de parte de las redes residenciales; y vendemos el resto de nuestra producción en el mercado libre. Tratándose del butano, de conformidad con un Decreto Nacional entregamos aproximadamente el 80% 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 (“**One Team Contracts**”) que tiene por objeto alinear nuestros intereses como operadores y el de los contratistas, a través de un mecanismo de pago por desempeño. Desde el punto de vista operativo, buscamos 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 2020.

### ***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 dos oleoductos y gasoductos, 29 baterías distribuidas a lo largo de los bloques, 2 plantas de tratamiento de petróleo, 2 plantas de tratamiento de agua, 10 plantas de compresión (uno de los cuales se espera que inicie operaciones en mayo de 2020) y 1 complejo gasero.

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

Las Instalaciones de Producción Centrales en Entre Lomas, que están integradas por: (i) un complejo gasero con capacidad existente de aproximadamente 45 MMscf/d de gas y una capacidad ociosa de aproximadamente el 65%; (ii) una planta de tratamiento de petróleo crudo, la cual cuenta con una capacidad de aproximadamente 25.000 bbl/d y una capacidad ociosa de aproximadamente el 55%; y (iii) una planta de tratamiento de agua con capacidad existente de aproximadamente 80.000 bbl/d y una capacidad ociosa de aproximadamente 20%.

La producción de los bloques 25 de Mayo-Medanito y JDM se recauda y transporta a la planta de tratamiento de petróleo y la planta de tratamiento de agua ubicada en el bloque 25 de Mayo-Medanito (las “Instalaciones de Producción Centrales en Medanito”). Las Instalaciones de Producción Centrales en Medanito están integradas por: (i) una planta de tratamiento de petróleo crudo con capacidad de procesamiento existente de aproximadamente 19.000 bbl/d y una capacidad ociosa de aproximadamente el 70%; y (ii) una planta de tratamiento de agua con capacidad existente de aproximadamente 70.000 bbl/d con una capacidad ociosa de aproximadamente 55%. La producción de gas se capta y entrega a la planta de procesamiento de gas de Medanito S.A., donde es endulzada y procesada.

Una vez tratada, transportamos nuestra producción de petróleo y gas por distintos medios dependiendo de la infraestructura disponible y de la eficiencia en costos del sistema de transporte en un determinado lugar. Utilizamos el sistema de oleoductos y pipas para transportar petróleo a nuestros clientes. El petróleo generalmente se vende a través de contratos que establecen que el productor es responsable del transporte del petróleo producido desde el campo hasta el puerto de embarque y de todos los costos y riesgos de transporte. Sin embargo, el gas se vende en el punto de entrega del gasoducto cercano al campo y, por tanto, el cliente corre con todos los costos y gastos de transporte relacionados. El transporte de petróleo y gas en 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 refinерías en el mercado local. Nuestros principales clientes son Shell (Raizen) y Trafigura, que durante el año terminado el 31 de diciembre de 2019 y el periodo posterior a la Combinación Inicial de Negocios, los cuales combinados representaron el 98% y el 74% de nuestro total de ingresos por la venta de petróleo, respectivamente.

Aproximadamente el 99% de nuestro petróleo es producido en la Cuenca Neuquina y es conocido como petróleo crudo Medanita, 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 2019 y en el periodo posterior a la Combinación Inicial de Negocios fueron empresas industriales representaron el 55% y el 85% de nuestro total de ingresos por la venta de gas natural de dicho periodo, respectivamente. Argentina cuenta con un mercado de gas natural altamente desarrollado y con sofisticada infraestructura para entregar gas natural a los mercados de exportación o a clientes industriales y residenciales en el mercado local. Sin embargo, los mercados de gas natural del país están regulados por el Gobierno argentino. Aunque el Gobierno argentino establece el precio al que los productores de gas natural pueden vender su producto a clientes residenciales, los volúmenes vendidos a clientes industriales y de otros tipos no están regulados y los precios varían dependiendo de factores estacionales y de los tipos de industrias. En términos generales, 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 propiedades 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 intelectual 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 intelectual. Para establecer y proteger sus derechos de propiedad intelectual Vista Argentina se apoya en un conjunto de leyes en materia de patentes, secretos industriales, marcas y otros tipos de propiedad intelectual, 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 diciembre de 2019 no teníamos solicitudes de registro de patentes en trámite.

## **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.

## **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, los cuales se refieren a cuestiones tales como la emisión y descarga de contaminantes en el suelo, aire o agua; la generación, almacenamiento, manejo, uso y transporte de materiales regulados; y la salud y seguridad humanas. Estas leyes pueden exigir, entre otras cosas:

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

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

## **Política ambiental**

Nuestro plan de gestión de la salud, seguridad y medio ambiente está enfocado en la implementación de programas realistas y prácticos basados en las prácticas reconocidas a nivel global. Ponemos énfasis en el desarrollo de principios claves y la asunción de responsabilidad por nuestra Compañía, para posteriormente ampliar nuestros programas a nivel interno a medida que seguimos creciendo. Nuestro programa ha sido desarrollado para considerar no sólo las actividades en las que estamos involucrados, sino también las actividades que involucran a contratistas.

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

### *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 la política de Vista Argentina—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 2019, en el período de 12 meses, el Índice Total de Incidentes Registrables (“ITIR”) de Vista Argentina había mejorado en un 68% en comparación con el historial del operador, ubicándose en 1,2 (con base en 3.201.623 horas de trabajo) comparado con 3,93 (con base en un rango de 2.802.044 horas de trabajo) al 31 de diciembre de 2018. El ITIR por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018, correspondiente a nuestras operaciones, fue de 3,24. Durante los años terminados el 31 de diciembre de 2018 y 2019, Vista Argentina no registró ningún fallecimiento debido a accidentes de trabajo de empleados 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, 2017, 2018 y 2019, con precios promedio de US\$53,50/bbl, US\$45,13/bbl, US\$54,75/bbl, US\$71,69/bbl y US\$64,16/bbl, respectivamente. Durante junio de 2017, el precio promedio fue de US\$47,55/bbl, y en diciembre de 2017 fue de US\$64,09/bbl.

Durante la primera semana de marzo del 2020, los productores de Organización de Países Exportadores de Petróleo (la “OPEP”) y ciertos productores no miembros de la OPEP (denominados “OPEP+”) se reunieron en Viena (Austria) para examinar la posibilidad de ampliar o aumentar los recortes de la producción de petróleo, en vista de la disminución de la demanda debida al COVID-19. No se llegó a un consenso entre los 24 países participantes, eliminando cuotas y reduciendo objetivos a partir del 1 de abril de 2020. En consecuencia, Arabia Saudita, el mayor exportador de petróleo del mundo, a través de su empresa estatal Saudi Aramco, decidió bajar el OSP (Precio Oficial de Venta) de su crudo árabe ligero en unos US\$8 por barril, la mayor disminución mensual en 20 años. Al mismo tiempo, anunció planes para incrementar su producción por al menos 10 millones de barriles diarios en abril. El 8 de marzo de 2020, el crudo Brent cayó US\$10,91 Dólares (o 24,1%) a US\$34,36 Dólares en el peor día desde 1991. Del 16 de marzo al 2 de abril de 2020, el precio del Brent estuvo por debajo de US\$30/bbl, con un precio mínimo de US\$22,72/bbl el 30 de marzo de 2020. Sin embargo, el 9 de abril de 2020, la OPEP y OPEP+ acordaron una reducción de 9,7 MMBbl/d, con lo que empujaron al Brent sobre la marca de US\$30/bbl. El Brent disminuyó por debajo de US\$20/bbl el 21 de abril de 2020, pero luego

volvió a subir impulsado por señales de recupero de la demandam y se mantiene por sobre US\$35/bbl desde el primero de junio hasta la fecha de publicación del presente Prospecto..

El impacto sostenido de la pandemia de COVID-19 en todo el mundo ha provocado una fuerte caída de la demanda debido a que la mayoría de los países siguen anunciando medidas de contención (cierres de fronteras, cancelaciones de vuelos, autoaislamiento y cuarentena, restricciones a las grandes reuniones y cierre de bares y restaurantes, entre otros). El alcance y la duración total de esas medidas de contención, así como sus efectos en la economía mundial, son todavía inciertos.

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

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

Una caída sustancial o prolongada en los precios internacionales del petróleo crudo y sus derivados, podría tener un efecto material adverso en nuestro negocio, resultados operativos y condición financiera; así como, en el valor de nuestras reservas y en el valor de mercado de 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 y gas y sus derivados pueden tener un impacto en nuestros planes de inversión. Asimismo, cualquier caída en los precios del crudo en el mercado interno durante un periodo prolongado (o si los precios de ciertos productos no coinciden con los aumentos de costos), podría provocar una disminución en la viabilidad económica de nuestros proyectos de perforación.

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

Si bien los precios del petróleo crudo venían manteniendo una tendencia alcista durante los últimos años, para el comienzo del año 2020 el conflicto entre Arabia Saudita y Rusia, que se vio magnificado por los efectos de la crisis global causada por el COVID-19, generó un colapso en los precios del petróleo crudo. El barril de petróleo de referencia Brent registró la peor caída de las últimas tres décadas con una disminución del 30% y el barril de referencia West Intermediate Texas (WTI) se negoció a precios negativos. Los precios internacionales del petróleo pueden continuar reduciéndose o pueden mantenerse a los niveles actuales durante un período prolongado en el futuro, lo que puede derivar en la correspondiente disminución en los precios del petróleo a nivel local. Estos factores podrían afectar la viabilidad económica de los proyectos de perforación o el desarrollo de reservas verificadas o podrían generar la pérdida de reservas verificadas lo que podría impedirnos sostener los niveles de actividad y/o producción de la Sociedad registrados durante el 2019, de conformidad con lo establecido en el Decreto N° 488/2020.

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. Aún más, podrían a su vez, dicho cambio en las condiciones podría tener un efecto adverso en nuestra condición financiera y en los resultados de operación. Adicionalmente, podría tener un impacto en nuestras hipótesis y estimaciones operativas y, como resultado, afectar el valor de recuperación de ciertos activos.

***Estamos expuestos a contracciones en la demanda de petróleo crudo y gas natural y a contracciones en la demanda de cualquiera de sus subproductos.***

La demanda de nuestros productos de petróleo y gas natural está muy influenciada por la actividad económica y el crecimiento en Argentina y a nivel mundial. Aunque la demanda aumentó en el pasado, recientemente se ha contraído considerablemente (en parte, debido al brote de COVID-19) y está sujeta a volatilidad en el futuro. El 20 de marzo de 2020, decidimos detener nuestra actividad de perforación y completación en Argentina, y también nos vimos obligados a cerrar transitoriamente ciertos pozos, incluidos nuestros 12 pozos no convencionales en Bajada del Palo Oeste, en respuesta a la menor demanda de petróleo crudo. La demanda de subproductos del petróleo crudo, como la gasolina, también puede contraerse bajo ciertas condiciones, particularmente durante las desaceleraciones económicas.

Las últimas estimaciones de la IEA, EIA y OPEP, previeron que la demanda mundial de petróleo crudo disminuirá entre 12 MMbbl/d y 23 MMbbl/d durante el segundo trimestre de 2020 en comparación con el segundo trimestre de 2019 (una disminución del 12% y el 23%, respectivamente), y entre 5,3 MMbbl/d y 9,3 MMbbl/d para todo el año 2020 en comparación con el año 2019 (en el que la demanda total fue de 100,5 MMbbl). Para el año terminado el 31 de diciembre de 2019, el 81% de nuestros ingresos se derivaron del petróleo crudo; debido a que esperamos que nuestra mezcla de producción continúe siendo inclinada hacia el petróleo crudo, nuestros resultados financieros son más sensibles a los movimientos de los precios del petróleo.

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

***Estamos expuestos a los efectos de las fluctuaciones y regulaciones en los precios internos del petróleo y el gas, lo que podría limitar nuestra capacidad de incrementar el precio de nuestros productos de petróleo y gas.***

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

La fluctuación en los precios del petróleo en Argentina no ha reflejado perfectamente los cambios al alza o a la baja del precio internacional del petróleo. Tales fluctuaciones han tenido un impacto en los precios locales para la comercialización del petróleo crudo. En caso de que los precios del mercado local se reduzcan por regulación o cualesquiera otros factores locales, lo cual está fuera de nuestro control, podría afectarse el desempeño económico de nuestros proyectos existentes y futuros, generando una pérdida de reservas como resultado de cambios en nuestros planes de desarrollo, nuestras hipótesis y estimaciones, y consecuentemente afectar el valor de recuperación de ciertos activos.

En Argentina, como resultado del desarrollo económico, político y regulatorio, los precios del petróleo crudo, el diésel y otros combustibles han diferido significativamente de los mercados internacionales y regionales, y se ha puesto en duda la capacidad de aumentar o mantener dichos precios para ajustarse a las normas internacionales.

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

Sin embargo, mediante el Decreto N° 566/2019, el Gobierno argentino determinó que durante un periodo de 90 días a partir del 16 de agosto de 2019 (i) las entregas de petróleo crudo en el mercado argentino tenían que ser facturadas y pagadas en el precio acordado entre los productores de petróleo y las refinerías a partir del 9 de agosto de 2019, aplicando un tipo de cambio de referencia de AR\$45.19 Pesos Argentinos por cada Dólar y un precio de referencia del Brent de \$59,00 Dólares por barril, y (ii) los precios máximos de la gasolina y el gasóleo en la República Argentina vendidos por las refinerías, las empresas mayoristas o minoristas (independientemente de su calidad), eran los precios vigentes al 9 de agosto de 2019. Las empresas productoras y refinadoras de petróleo también estaban obligadas para satisfacer la demanda interna total de combustibles líquidos y petróleo crudo durante el periodo de 90 días. Mediante el Decreto No. 601/2019, el Poder Ejecutivo Nacional modificó la duración de las medidas implementadas por el Decreto No. 566/2019, estableciendo que seguirán en vigor hasta el 13 de noviembre de 2019.

El tipo de cambio de referencia y los precios máximos de la gasolina y el diésel indicados anteriormente fueron posteriormente actualizados mediante una serie de decretos y resoluciones (entre ellos, el Decreto N° 601/2019 y la Resolución N° 688/2019 que aumentaron el tipo de cambio de referencia a AR\$46,69 y AR\$51,77 por Dólar, respectivamente, y la Resolución N° 557/2019 que permitió aumentar los precios de la gasolina y el diésel hasta un 4% con respecto a los precios vigentes al 9 de agosto de 2019).

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

En el marco de la emergencia pública y la crisis internacional derivada del COVID-19, el 19 de mayo de 2020, el Poder Ejecutivo Nacional publicó en el Boletín Oficial el Decreto N° 488/2020 (el “**Decreto**”), mediante el cual establece un precio de referencia para las entregas de petróleo crudo en el mercado local y regula otros aspectos relevantes de la industria hidrocarburífera. En virtud del mencionado decreto, desde el 19 de mayo de 2020 y hasta el 31 de diciembre de 2020, se establece un precio de referencia para facturar y cobrar las entregas de petróleo crudo en el mercado local equivalente a USD 45 por barril (USD 45/bbl), que se ajustará por calidad y puerto de entrega de conformidad con las prácticas del mercado local. Dicho precio de referencia estará vigente mientras la cotización del “ICE BRENT PRIMERA LINEA” no supere los USD 45 por barril durante 10 días consecutivos. Para ello, se considerará el promedio de las últimas 5 cotizaciones del “ICE BRENT PRIMERA LINEA” publicadas por el “PLATTS CRUDE MARKETWIRE” bajo el encabezado “Futures”. Los productores deberán aplicar el precio de referencia de USD 45/bbl para la liquidación de regalías. La Secretaría de Energía estará facultada para revisar y modificar trimestralmente el Precio de Referencia y, asimismo, para revisar el alcance de la norma, siguiendo los parámetros de niveles de producción, actividad e inversión.

No hay certeza de que el Gobierno argentino extienda el precio de referencia mencionado en el apartado anterior más allá de la fecha establecida o no adopte en el futuro nuevas medidas que establezcan la congelación de los precios o que afecten de alguna manera a los precios de nuestros productos de petróleo y gas. 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. Durante el año 2019, el valor del Peso se redujo de AR\$38,6 a 63,0 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. La Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva N° 27.541 (la “**Ley de Solidaridad**”), vigente desde diciembre de 2019, establece que el poder ejecutivo Argentino está facultado para fijar los derechos de exportación hasta un máximo del 33% de los bienes exportados hasta el 31 de diciembre de 2021. La Ley de Solidaridad también estableció un tope del 8% para los derechos de exportación de hidrocarburos y productos mineros. De

conformidad con lo establecido en la Ley de Solidaridad, el Decreto N° 488/2020 establece que los derechos de exportación de hidrocarburos se fijarán de acuerdo con lo siguiente: (i) 0% cuando el precio internacional de referencia (aquel publicado el último día hábil de cada mes por la Secretaría de Energía para el “ICE BRENT PRIMERA LÍNEA” considerando para ello, el promedio de las últimas 5 cotizaciones publicadas por el “PLATTS CRUDE MARKETWIRE” bajo el encabezado “Futures Settlements”) sea menor o igual US\$ 45/barril, (ii) 8% cuando el referido precio internacional de referencia sea superior o igual a US\$ 60 / barril; y (iii) cuando el referido precio internacional resulte superior a US\$ 45/barril e inferior a US\$ 60/barril, la alícuota del derecho de exportación se determinará mediante una fórmula de ajuste progresivo de la alícuota del derecho de exportación desde 0 al 8%. El Decreto N° 488/2020 deja sin efecto toda otra norma que se oponga a lo mencionado en su Artículo 8 (en relación con los derechos de exportación aplicable a los hidrocarburos).

No podemos anticipar si el Gobierno argentino modificará o mantendrá las alícuotas de exportación. No podemos predecir el impacto que cualquier cambio podría tener en los resultados de las operaciones y en la situación financiera de Vista Argentina.

En caso de que los precios internos de ciertos productos disminuyan o no aumentan al mismo ritmo que los precios internacionales (ya sea debido a las regulaciones argentinas o por otro motivo), se mantengan y/o se impongan limitaciones a las exportaciones en Argentina, nuestra capacidad para mejorar las tasas de recuperación en hidrocarburos, encontrar nuevas reservas y llevar a cabo otros planes de gastos de capital podría verse afectada negativamente, lo que a su vez podría tener un efecto adverso en nuestros resultados de operación, nuestro flujo de efectivo y/o expectativas.

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

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

Podríamos beneficiarnos en el futuro de los subsidios concedidos a los productores de gas natural de los depósitos no convencionales de la cuenca Neuquina. No podemos asegurar que cualquier cambio o interpretación judicial o administrativa adversa de tales regímenes, no afectará adversamente nuestros resultados de operaciones. El Gobierno argentino ha anunciado que presentará un proyecto de ley ante el Congreso de la Nación que tratará de establecer un régimen de promoción de la industria petrolera que no sólo tendrá efectos en Vaca Muerta, sino que se extenderá a lo largo de la cuenca Neuquina. La restricción o eliminación de los subsidios afectaría negativamente el precio de venta de nuestros productos y por lo tanto resultaría en una disminución de nuestros ingresos.

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

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

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

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

Si nuestros ingresos disminuyen como consecuencia de la disminución en los precios del petróleo y el gas natural, dificultades operativas, disminuciones en las reservas o por cualquier otra razón, es posible que tengamos una capacidad limitada para obtener el capital necesario para mantener nuestras operaciones a los niveles actuales. Si se necesita capital adicional, es posible que no podamos obtener financiamiento de deuda o capital en condiciones aceptables para nosotros. Si el flujo de caja generado por nuestras operaciones no es suficiente para cumplir con nuestros requerimientos de capital, la falta de obtención de financiamiento adicional podría resultar en una reducción de nuestras operaciones relacionadas con el desarrollo de nuestras propiedades. Esto, a su vez, podría conducir a una disminución en la producción, y podría afectar materialmente y de manera adversa nuestro negocio, nuestra situación financiera y los resultados de 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 2019 relativa a nuestras Reservas Probadas deriva de estimaciones al 31 de diciembre del 2019, incluido en el reporte preparado por D&M, certificadores independientes de reservas de reconocida trayectoria mundial. Aunque se clasifican como reservas probadas, las estimaciones de reservas establecidas en dichos reportes se basan en ciertos supuestos que podrían ser imprecisos. Las suposiciones utilizadas por D&M 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 D&M.

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 las estimaciones de producción, el tiempo y el monto de los gastos de desarrollo, las pruebas y la producción después de la fecha de las estimaciones, la calidad de los datos geológicos, técnicos y económicos disponibles y su interpretación y juicio, el rendimiento de la producción de los yacimientos, los desarrollos tales como las adquisiciones y disposiciones, los nuevos descubrimientos y ampliaciones de los yacimientos existentes, y la aplicación de técnicas mejoradas de

recuperación y los precios del petróleo y del gas, muchos de los cuales se encuentran fuera de nuestro control y están sujetos a cambios con el tiempo. Por consiguiente, las medidas de las reservas no son precisas y están sujetas a revisión. Además, los resultados de las perforaciones, pruebas y producción después de la fecha de estimación pueden requerir revisiones. La estimación de nuestras reservas de petróleo y gas se vería afectada si, por ejemplo, no pudiéramos vender el petróleo y el gas natural que producimos. Además, la estimación de las Reservas Probadas de petróleo y reservas probadas de gas natural, basadas en la Resolución N° 324/2006 de la Secretaría de Energía de la Nación y en la Resolución Número 69-E/2016 de la Secretaría de Recursos Hidrocarburíferos puede diferir de las normas exigidas por los reglamentos de la SEC. Véase “*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. La reducción de los precios del petróleo y el gas natural también podría afectar nuestro crecimiento, incluidas las adquisiciones futuras y pendientes.

No hay garantía de que nuestras futuras actividades de exploración y desarrollo tengan éxito, ni de que podamos implementar nuestro programa de inversión de capital para 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 hidráulica;
- condiciones climáticas adversas;
- acceso restringido a la tierra para la perforación o instalación de tuberías;
- defectos de título;
- falta de instalaciones disponibles para la recolección, transporte, procesamiento, fraccionamiento, almacenamiento, refinación o exportación;
- falta de capacidad disponible en las interconexiones de los gasoductos de transmisión;
- el acceso, el costo y la disponibilidad de, los equipos, servicios, recursos y personal necesarios para completar nuestras actividades de perforación, terminación y operación; y
- demoras impuestas por o como resultado del cumplimiento de regulación ambiental y otros requisitos gubernamentales o regulatorios.

Nuestras actividades futuras de perforación podrían no ser exitosas y, si no lo son, nuestras reservas y producción probadas disminuirían, lo cual podría tener un efecto adverso en nuestros resultados futuros de operaciones y condición financiera. Mientras que toda perforación, ya sea de desarrollo, de extensión o exploratoria, implica estos riesgos, la perforación exploratoria y de extensión implica mayores riesgos de pozos secos o de no encontrar cantidades comerciales de hidrocarburos. Prevemos que seguiremos registrando gastos por concepto de exploración y abandono durante el 2020.

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

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

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

Nuestra capacidad para ejecutar y llevar a cabo nuestro plan de negocios depende de nuestra capacidad para obtener financiamiento a un costo y condiciones razonables. Hemos identificado oportunidades de perforación y prospectos para futuras perforaciones relacionadas con reservas no convencionales de petróleo y gas, tales como

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

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

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

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

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

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

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

De acuerdo con la Ley No. 27.191, al 31 de diciembre de 2017, el 8% de la energía eléctrica consumida debe provenir de fuentes renovables, alcanzando el 20% al 31 de diciembre de 2025. Dicha Ley establece 5 etapas para alcanzar tal objetivo: (i) 8% para el 31 de diciembre de 2017; (ii) 12% para el 31 de diciembre de 2019; (iii) 16% para el 31 de diciembre de 2021; (iv) 18% para el 31 de diciembre de 2023; y (v) 20% para el 31 de diciembre de 2025. Es en este marco que el Gobierno argentino lanzó los programas RenovAr. Al 31 de diciembre de 2017, 2018 y 2019, la energía eléctrica procedente de fuentes renovables representaba el 2,1%, el 4,6% y el 8,2% de la demanda total, respectivamente.

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 a la fecha del presente prospecto.

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 a la fecha del presente prospecto.

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

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

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

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

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

Además, estamos sujetos a una extensa regulación ambiental en Argentina. 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 situ*. Si bien creemos que mantenemos una cobertura de seguro adecuada y medidas de seguridad apropiadas con respecto a dichas instalaciones, cualquier daño material, accidente y/u otra alteración en dichas instalaciones de producción podría tener un efecto material adverso en nuestra capacidad de producción, condición financiera y resultados de operación.

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

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

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

A medida que ha aumentado la dependencia de las tecnologías digitales, también han aumentado en todo el mundo los incidentes cibernéticos, incluidos los ataques deliberados o los acontecimientos no intencionados. Las tecnologías, sistemas y redes que podamos implementar en el futuro, así como las de nuestros proveedores, pueden ser objeto de ciberataques o fallas en la seguridad de los sistemas de información, lo que podría conducir a interrupciones en sistemas industriales críticos, la divulgación no autorizada de información confidencial o protegida, la corrupción de datos y/u otras interrupciones de nuestras operaciones. Además, es posible que

algunos incidentes cibernéticos, como la amenaza persistente avanzada, no se detecten durante un periodo prolongado de tiempo. No podemos asegurar que los incidentes cibernéticos no ocurrirán en el futuro y que nuestras operaciones y/o nuestro desempeño financiero no se verán afectados.

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

***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 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 argentina puede no ser la misma que con la administración anterior.

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

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

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

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

- ubicar el pozo en el horizonte de navegación determinado;
- permanecer en el horizonte de navegación deseado mientras se perfora horizontalmente a través de la formación;

- colocar las cañerías a lo largo de todo pozo horizontal; y
- hacer funcionar las herramientas y equipos de manera adecuada a pozos horizontales.

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

- la capacidad de estimular hidráulicamente 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**

***A nivel Grupo, el limitado historial operativo como una compañía consolidada y las recientes adquisiciones pueden dificultar a los inversionistas la evaluación de los negocios, condición financiera, resultados de operación y perspectivas del Grupo.***

A nivel Grupo, el limitado historial operativo como una compañía consolidada y las recientes adquisiciones pueden dificultar a los inversionistas la evaluación de los negocios, condición financiera, resultados de operación y perspectivas del Grupo. No teníamos operaciones sustanciales antes de la culminación de la Combinación Inicial de Negocios, y experimentamos una rápida y significativa expansión a partir de entonces. Debido a que la información financiera histórica incluida en este Prospecto puede no ser representativa de nuestros resultados como compañía consolidada, los inversionistas pueden tener información financiera limitada sobre la cual evaluarlos y su decisión de inversión. Además, nuestros resultados de operación para el Periodo Posterior a la Combinación Inicial de Negocios no son directamente comparables con nuestros resultados de operación para el año terminado el 31 de diciembre de 2017, debido a los efectos de la Combinación Inicial de Negocios. De igual manera, nuestros resultados de operación para el año terminado el 31 de diciembre de 2019 no son directamente comparables con nuestros resultados de operación para el año terminado el 31 de diciembre de 2018, debido a los efectos de la Combinación Inicial de Negocios.

***La información financiera histórica en este 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.

***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 diciembre 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.

***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 Fusión 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 podamos realizar todos los beneficios anticipados de estas adquisiciones.***

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

- operar una organización combinada más grande y añadiendo operaciones;
- dificultades en la incorporación de los activos y operaciones del negocio adquirido, especialmente si los activos adquiridos se encuentran en una nueva área geográfica;
- riesgo de que las reservas de petróleo y gas natural adquiridas no sean de la magnitud prevista o no se desarrollen según lo previsto;
- pérdida de empleados 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 el Grupo tenga dificultades para incursionar con éxito en nuevos mercados distintos a Argentina y México.***

Parte de la estrategia de crecimiento del Grupo es aumentar sus ingresos y los países del mercado en los que opera a través de la adquisición de operaciones complementarias. No podemos asegurar que el Grupo identificará a los candidatos adecuados para las adquisiciones o, que en caso de ser identificados, que las adquisiciones puedan completarse en condiciones aceptables, si es que llegan a completarse. Incluso si se identifican candidatos adecuados, cualquier adquisición futura puede conllevar una serie de riesgos que podrían perjudicar el negocio del Grupo, incluyendo la integración de las operaciones, desviación de la atención de la dirección, riesgos de entrar en nuevas regiones de mercado en las que el Grupo tiene experiencia limitada, los efectos adversos a corto plazo en sus resultados operativos comunicados, la posible pérdida de empleados clave de negocios adquiridos y los riesgos asociados a los pasivos imprevistos.

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

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

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

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 que están principalmente relacionados con bienes importados y servicios, pero dadas varias reglas contables, podrían afectar negativamente (i) los impuestos diferidos asociados con nuestros activos fijos, (ii) los impuestos actuales sobre la renta y (iii) las diferencias cambiarias asociadas con nuestra exposición al Peso.

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.

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

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

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

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

Además, el Préstamo Sindicado incluye algunos acuerdos por los cuales estamos obligados a mantener ciertas razones financieras dentro de los límites especificados. Estos coeficientes incluyen:

- Deuda total consolidada / EBITDA consolidado; y.
- Tasa de cobertura de intereses consolidada.

Estos acuerdos podrían limitar nuestra capacidad de financiar nuestras operaciones futuras y necesidades de capital, así como nuestra capacidad de buscar oportunidades de negocio y actividades que puedan ser de 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. En un anuncio del 27 de julio de 2017, la Autoridad Británica de Conducta Financiera (la FCA según sus siglas en inglés) que es la autoridad competente para la regulación de los puntos de referencia en el Reino Unido, abogó por una transición de la dependencia del LIBOR a índices de referencia alternativos y declaró que ya no persuadiría ni obligaría a los bancos a presentar índices para el cálculo de las tasas LIBOR después del 2021 (el

"Anuncio FCA"). El Anuncio FCA formaba parte de los esfuerzos mundiales en curso para reformar el LIBOR y otros importantes índices de referencia de las tasas de interés. En este momento, la naturaleza y el calendario de la transición hacia el abandono del LIBOR es incierto y no existe consenso sobre qué tasa o tasas puedan convertirse en alternativas aceptadas al LIBOR. El 25 de marzo de 2020, la FCA declaró que, aunque no ha cambiado el supuesto de que las empresas no pueden confiar en que el LIBOR será publicado después de finales de 2021, sí ha habido un impacto en algunos momentos importantes de la transición debido al reciente brote de COVID-19.

No es posible predecir el efecto adicional de las normas de la FCA, ningún cambio en los métodos por los que se determina el LIBOR, ni ninguna otra reforma del LIBOR que pueda ser promulgada en el Reino Unido, la Unión Europea o en cualquier otro lugar. Cualquiera de estos acontecimientos puede hacer que el LIBOR tenga un comportamiento diferente al del pasado, o que deje de existir. Tampoco es posible predecir si la crisis global del covid-19 tendrá mayores efectos en los planes de transición del LIBOR. Además, cualquier otro cambio legal o regulatorio realizado por la FCA, el ICE Benchmark Administration Limited, el Instituto Europeo de Mercados de Dinero (antes Euribor-EBF), la Comisión Europea o cualquier otro organismo sucesor de gobierno o supervisión, o cambios futuros adoptados por dicho organismo, en el método por el que se determina el LIBOR o la transición del LIBOR a un organismo sucesor de referencia puede dar lugar a, entre otras cosas, un aumento o disminución repentino o prolongado del LIBOR, un retraso en la publicación del LIBOR y cambios en las reglas o metodologías del LIBOR, lo que puede disuadir a los participantes del mercado de continuar administrando o participando en la determinación del LIBOR y, en ciertas situaciones, podría dar lugar a que el LIBOR deje de ser determinado y publicado. Si una tasa LIBOR publicada en Dólares no está disponible después de 2021, las tasas de interés de nuestra deuda indexada a LIBOR se determinarán usando varios métodos alternativos, cualquiera de los cuales puede resultar en obligaciones de intereses que son mayores o no se correlacionan de otra manera con los pagos que se habrían hecho por dicha deuda si el LIBOR en Dólares estuviera disponible en su forma actual. Además, los mismos costos y riesgos que pueden conducir a la discontinuación o indisponibilidad del LIBOR en Dólares pueden hacer que uno o más de los métodos alternativos sean imposibles o impracticables de determinar. Cualquiera de estas propuestas o consecuencias podría tener un efecto material adverso en nuestros costos financieros.

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

### **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. La elección de un nuevo gobierno federal que asumió el poder el 10 de diciembre de 2019, puede provocar importantes acontecimientos políticos que pueden afectar materialmente al entorno en el que operamos.

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.***

Las elecciones presidenciales y legislativas en Argentina tuvieron lugar en octubre de 2019, en las cuales Alberto Fernández de la coalición Frente de Todos fue elegido con aproximadamente el 48,24% de los votos. La nueva administración tomó posesión del cargo el 10 de diciembre de 2019. El impacto de la nueva administración en el futuro entorno económico y político es incierto, pero es probable que sea significativo. El 10 de marzo de 2019, se llevaron a cabo en la Provincia del Neuquén elecciones al congreso y a la gubernatura. Omar Gutiérrez, del partido Movimiento Popular Neuquino, fue reelegido como gobernador con aproximadamente el 39,92% de los votos.

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

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

- los niveles de inflación se mantienen altos y pueden continuar en niveles similares en el futuro: según un informe publicado por el Instituto Nacional de Estadística y Censos de la República Argentina (el “INDEC”), la inflación acumulada al índice de precios al consumidor (“IPC”) del año 2019 fue del 53,8%, el mayor rango desde 1991;
- de acuerdo con el cálculo publicado por el INDEC el 25 de marzo de 2020, el producto interno bruto (el “PIB”) registró una caída del 2,2% en 2019 en relación con el mismo período del año 2018. A efectos comparativos, cabe señalar que el PIB disminuyó un 2,5% en 2018, 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 fue de 8,9% durante el cuarto trimestre del 2019;

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

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

- el 7 de junio de 2018, el Gobierno argentino y el Fondo Monetario Internacional (el “FMI”) anunciaron que se había llegado a un entendimiento técnico con la intención de abrir una línea de crédito por un monto de 50.000 millones de Dólares a 3 años, sujeto a la aprobación del Comité Ejecutivo del FMI, que considerará el plan económico de Argentina (el “SBA”). El 20 de junio de 2018, el Comité Ejecutivo del FMI aprobó el mencionado acuerdo. La SBA tenía como objetivo proporcionar apoyo al programa económico de la administración de Macri, ayudando a crear confianza, reducir la incertidumbre y fortalecer las perspectivas económicas de Argentina. En total, Argentina ha recibido desembolsos en virtud del acuerdo por aproximadamente a US\$44.000 millones. La administración de Fernández, quien asumió el cargo en diciembre de 2019, indicó su intención de llevar a cabo una reestructuración de la deuda soberana destinada a hacer sostenible la deuda de Argentina. Para tal efecto, el Congreso promulgó una ley que facultaba al PEN a realizar tales transacciones. Adicionalmente, la administración de Fernández también anunció públicamente que se abstendrá de solicitar desembolsos adicionales en virtud del SBA y, en cambio, ha prometido renegociar sus términos y condiciones de buena fe. El 5 de abril de 2020, el Gobierno argentino emitió el Decreto 346/2020, por virtud del cual el pago de principal e intereses por las deudas contraídas y pendientes de pago, por bonos del tesoro denominados en Dólares conforme a la ley argentina se diferirieron hasta el 31 de diciembre de 2020 o la fecha que determine la Secretaría de Economía argentina tomando en consideración el estatus y el resultado del proceso de reestructura anunciado por el Gobierno argentino para reestablecer la sostenibilidad de la deuda pública. La decisión del Gobierno argentino excluyó ciertos instrumentos del diferimiento, tales como (i) los bonos del tesoro emitidos al BCRA y en su posesión, (ii) los bonos del tesoro emitidos de conformidad con el Decreto N° 668/2019, (iii) los Bonos Programa Gas Natural, y (iv) los bonos de garantía emitidos de conformidad con la Resolución N° 147/17, entre otros. Adicionalmente, el 17 de abril de 2020, en medio del agravamiento de la situación financiera de Argentina debido a la insostenibilidad de la deuda externa de Argentina y la imposibilidad de cumplir con los próximos servicios de deuda conforme a los bonos extranjeros, el gobierno argentino presentó una oferta de canje ante la SEC con el objetivo de reestructurar los términos y condiciones de dichos bonos originalmente emitidos por Argentina de fechas 2005 y 2016. A la fecha de este Prospecto, el Gobierno argentino ha presentado propuestas y ha extendido la fecha límite para su aceptación en reiteradas ocasiones, por lo que la reacción de los principales tenedores de bonos todavía es incierta en el sentido de si aceptarán las propuestas del Gobierno argentino o si continuarán o no las negociaciones.

Tal como ha sucedido anteriormente, la economía argentina puede verse afectada negativamente si las presiones políticas y sociales dificultan la implementación de ciertas políticas diseñadas para controlar la inflación,

generar crecimiento y mejorar la confianza de los consumidores e inversionistas, o si las políticas implementadas por el Gobierno argentino que están diseñadas para alcanzar estas metas no tienen éxito. Estos eventos podrían afectar materialmente de manera adversa nuestra condición financiera y los resultados de operación.

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

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

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

La industria del petróleo y el gas está sujeta a una amplia regulación y control por parte de los gobiernos en los que compañías como la nuestra realizan operaciones, incluyendo leyes, reglamentos y normas promulgadas por los gobiernos federales, estatales, provinciales y locales. Estas regulaciones se refieren a la adjudicación de áreas de exploración y desarrollo, controles de producción y exportación, requisitos de inversión, impuestos, controles de precios y aspectos ambientales, entre otros. En consecuencia, nuestro negocio depende en gran medida de las condiciones regulatorias y políticas 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. Además, dado que no se puede garantizar que los reglamentos o impuestos sancionados o administrados por las provincias no entren en conflicto con las leyes nacionales, las controversias jurisdiccionales entre el gobierno federal y local no son poco comunes.

Por ejemplo, la Ley de Solidaridad establece que el poder ejecutivo argentino tiene derecho a establecer derechos de exportación hasta un máximo del 33% de las mercancías exportadas hasta el 31 de diciembre de 2021. La Ley de Solidaridad también estableció un tope del 8% para los derechos de exportación de hidrocarburos y productos mineros. Posteriormente, de conformidad con lo establecido en la Ley de Solidaridad, el Decreto N° 488/2020 estableció un nuevo sistema para la aplicación de los derechos de exportación de hidrocarburos en virtud de la variación del precio internacional del barril Brent, con un tope máximo de 8%.

Dichas controversias, limitaciones y 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.

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

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

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

La Ley de Hidrocarburos permite la exportación de hidrocarburos, siempre y cuando dichos volúmenes no sean necesarios para el mercado interno argentino y se vendan a precios razonables. En el caso del gas natural, la Ley 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

Hidrocarburos (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.

La Ley de Solidaridad establece que el poder ejecutivo argentino tiene derecho a establecer derechos de exportación hasta un máximo del 33% de las mercancías exportadas hasta el 31 de diciembre de 2021. La Ley de Solidaridad también estableció un tope del 8% para los derechos de exportación de hidrocarburos y productos mineros. Posteriormente, de conformidad con lo establecido en la Ley de Solidaridad, el Decreto N° 488/2020 estableció un nuevo sistema para la aplicación de los derechos de exportación de hidrocarburos en virtud de la variación del precio internacional del barril Brent, con un tope máximo de 8%.

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

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

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

Con fecha 1° de septiembre de 2019, ante diversos factores que impactaron la evolución de la economía argentina y la incertidumbre provocada en los mercados financieros, y en respuesta a la inquietud del Gobierno Nacional acerca de la inestabilidad cambiaria general y la incertidumbre generada en el marco de las PASO, el BCRA emitió la Comunicación "A" 6770 (tal como fuera modificada y complementada por la Comunicación "A" 6844, y tal como fuera subsecuentemente modificada y complementada de tiempo en tiempo), mediante la cual estableció, entre otras medidas, la prohibición de acceder al mercado de cambios para el pago de deuda y otras obligaciones en moneda extranjera entre residentes, y para operaciones concertadas a partir del 1° de septiembre de 2019. Para más información sobre los controles de cambio recientemente impuestos por el Gobierno Nacional, por favor ver la sección "*Información Adicional – c) Controles de Cambio*" del Prospecto.

Es posible que el Gobierno Nacional y el BCRA en un futuro próximo impongan nuevos controles de cambio o restricciones al traslado de capitales, como así también modifiquen y adopten otras medidas que podrían limitar la capacidad de la Compañía de acceder al mercado de capitales internacional, afectar la capacidad de la Compañía de efectuar pagos de capital e intereses de deuda y otros montos adicionales al exterior (incluyendo pagos relacionados con las Obligaciones Negociables) o afectar de otra forma los negocios y los resultados de las operaciones de la Compañía.

No es posible asegurar que no se impondrán controles de cambio, restricciones a la transferencia más estrictas a las que actualmente se encuentran en vigencia. En el caso que la Argentina atravesara un período de crisis e inestabilidad política, económica y social que cause una significativa contracción económica, ello puede devenir en cambios radicales en las políticas del gobierno de turno en materia económica, cambiaria y financiera con el objetivo de preservar la balanza de pagos, las reservas del BCRA, una fuga de capitales o una importante depreciación del Peso, como puede ser, la conversión obligatoria a Pesos de obligaciones asumidas por personas jurídicas residentes en Argentina en Dólares Estadounidenses. La imposición de este tipo de medidas restrictivas

como de factores externos que no se encuentran bajo el alcance de la Compañía puede afectar materialmente su capacidad de realizar pagos en moneda extranjera.

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

Para más información sobre fluctuaciones del tipo de cambio véase “*Factores de Riesgo. Riesgos relacionados con la Argentina – Las fluctuaciones en el valor del Peso podrían afectar negativamente a la economía argentina y a nuestros negocios y resultados de operación en Argentina*” en este Prospecto. Para más información sobre el actual marco regulatorio de los controles cambiarios, véase la sección “*Información Adicional – c) Controles de Cambio*” en 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.***

Anteriormente, el Gobierno argentino imponía derechos a las exportaciones, incluidas las de petróleo y productos de gas licuado de petróleo. El 31 de diciembre de 2017 expiró la Ley de Emergencia Económica, lo que dio lugar a la eliminación de la decisión discrecional otorgada anteriormente al gobierno argentino, que fueron delegadas y le permitieron promulgar reglamentos de divisas, la retención de porcentajes para las exportaciones de hidrocarburos, y los aranceles, así como para renegociar los acuerdos de servicios públicos, entre otros. El 4 de septiembre de 2018, En virtud del Decreto N° 793/2018, el Gobierno argentino restableció, hasta el 31 de diciembre de 2020, un impuesto a la exportación de 12% en productos básicos con un tope de AR\$4 Pesos Argentinos por cada Dólar estadounidense para productos primarios, con algunas excepciones. La Ley de Solidaridad establece que el poder ejecutivo argentino tiene derecho a fijar los derechos de exportación hasta un máximo de 33% de las mercancías exportadas hasta el 31 de diciembre de 2021. La Ley de Solidaridad también estableció un tope del 8% para la exportación los derechos de los hidrocarburos y los productos mineros. A la fecha de este Prospecto, el Gobierno argentino no ha emitido regulaciones para reducir los impuestos para los hidrocarburos y productos mineros del actual 12% al 8% o menos, según se estableció en la Ley de Solidaridad.

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

Además, recientemente el Gobierno argentino ha anunciado que presentará un proyecto de ley ante el Congreso de la Nación, que buscará establecer un régimen de promoción de la industria petrolera, que no sólo tendrá efectos en Vaca Muerta, sino que se extenderá a lo largo de la cuenca neuquina.

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

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

El IPC, publicado por el INDEC para el año 2017 registró un aumento del 24,8% en comparación anual. Por el periodo de enero a diciembre de 2018, el IPC llegó a 47,6% en comparación con el mismo periodo del año 2017. La variación del IPC para el periodo de enero a diciembre de 2019 fue de 53,8%, el mayor rango desde 1991. Por otra parte, el INDEC informó que el IPC mensual de 2020 registró una variación del 2,3% en enero en comparación con diciembre de 2019, una variación del 2,0% en febrero en comparación con enero de 2020, una variación del 3,3% en marzo en comparación con febrero de 2020 y una variación del 1,5% en abril en comparación con marzo de 2020.

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 el comportamiento en los últimos años, la inflación sigue siendo un desafío para Argentina. Los desequilibrios inflacionarios estructurales de Argentina siguen siendo críticos, lo que puede ocasionar que los niveles actuales de inflación continúen y tengan un efecto adverso en la economía y la situación financiera del país. La inflación también puede llevar a un aumento de la deuda de Argentina. La inflación en Argentina ha contribuido a un aumento significativo en nuestros costos de operación, particularmente en los costos de mano de obra, y ha tenido un impacto negativo en nuestros resultados de operación, posición financiera y negocios.

Los niveles de inflación podrían aumentar en el futuro, y existe incertidumbre sobre los efectos que puedan tener las medidas adoptadas, o que fueran adoptadas en el futuro por el Gobierno argentino para controlar la inflación. Para mayor información, véase la Sección *“Factores de Riesgo - La intervención del gobierno puede afectar negativamente a la economía argentina y, como resultado, a nuestros negocios y resultados de operación en Argentina.”* de este 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. Sin embargo, 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, bajo las cuales se han dictado sentencias en numerosos de dichos procedimientos.

Entre febrero y abril de 2016, el Gobierno Argentino suscribió acuerdos con ciertos tenedores de deuda vencida y presentó una propuesta a otros tenedores de deuda vencida, incluyendo aquéllos con reclamos pendientes en los tribunales de los Estados Unidos.

Con la correspondiente aprobación del Congreso, en abril de 2016, Argentina emitió bonos por U\$S16.500 millones, de los cuales U\$S9.300 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. 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 ciertas empresas argentinas presentaron demandas por montos sustanciales ante el Centro Internacional de Arreglo de Diferencias Relativas a Inversiones (“CIADI”) contra Argentina alegando que ciertas medidas adoptadas por el Gobierno Argentino durante la crisis económica de 2001-2002 eran incompatibles con las normas o estándares establecidos en varios tratados bilaterales de inversión por los que Argentina estaba obligada en ese momento. A la fecha de este Prospecto, varias de estas controversias se han resuelto, y otros se encuentran en proceso o han sido suspendidos temporalmente debido al acuerdo de las partes.

En 2018, ante la limitación de Argentina de acceder a los mercados internacionales, la fuerte depreciación del Peso y la creciente inestabilidad económica, la Argentina acordó con el FMI el otorgamiento de una facilidad crediticia bajo la modalidad Stand-By por un monto de U\$S 57.100 millones con un plazo de 36 meses. A la fecha del presente Prospecto, la Argentina ha recibido desembolsos bajo el acuerdo por U\$S46.100 millones. Sin embargo, el gobierno de Alberto Fernández ya ha anunciado que no tienen intención de solicitar desembolsos adicionales bajo dicho acuerdo con el objetivo de renegociar los términos de repago del acuerdo con el FMI mediante la celebración de un nuevo programa económico, como consecuencia de la imposibilidad de la Argentina de poder cumplir con sus obligaciones de pago bajo el mismo en los términos en los que fue firmado.

Además, producto de la inestabilidad financiera y económica de la Argentina durante el 2019, a fin de despejar la incertidumbre y crear un marco de sustentabilidad de la deuda pública de corto plazo, el Gobierno Argentino realizó operaciones de reperfilamiento de dicha deuda con el objetivo de establecer nuevos cronogramas de pago de ciertos títulos de deuda emitidos localmente en Dólares y en Pesos.

En este sentido, el 5 de febrero de 2020, el Congreso Nacional aprobó la Ley N° 27.544, en virtud de la cual la sostenibilidad de la deuda soberana es declarada una prioridad nacional y se autoriza al Ministerio de Economía a renegociar nuevos términos y condiciones con los acreedores de Argentina dentro de ciertos parámetros allí establecidos. No obstante ello, en el marco de las negociaciones de reestructuración de la deuda, el 5 de abril de 2020 el Gobierno Nacional dictó el Decreto de Necesidad y Urgencia N° 346/2020 (el “Decreto 346”), que entre otras cuestiones, (i) prorrogó hasta el 31 de diciembre de 2020 el Decreto N° 668/2019 con el fin de ejecutar las acciones secuenciales que permitan alcanzar la sostenibilidad de la deuda pública de manera integral; (ii) difirió los pagos de los servicios de intereses y amortizaciones de capital de la deuda pública nacional instrumentada mediante títulos denominados en Dólares bajo ley de la Argentina hasta el 31 de diciembre de 2020 o hasta la fecha anterior que el Ministerio de Economía determine considerando el grado de avance y ejecución del proceso de restauración de la sostenibilidad de la deuda pública; (iii) exceptuó del diferimiento dispuesto a ciertos títulos públicos que, por sus características específicas, justificarían la razonabilidad de tales excepciones, estableciendo que los pagos de los servicios de intereses y amortizaciones de capital de algunos de los títulos exceptuados del diferimiento serán reemplazados, a la fecha de su vencimiento, por nuevos títulos públicos cuyas condiciones serán definidas, en conjunto, por la Secretaría de Finanzas y la Secretaría de Hacienda, ambas dependientes del Ministerio de Economía; y (iv) autorizó al Ministerio de Economía a efectuar las operaciones de administración de pasivos y/o canjes y/o reestructuraciones de los títulos cuyos pagos se difieren.

Adicionalmente, el 14 de enero de 2020, el gobernador de la Provincia de Buenos Aires anunció que no podría pagar un vencimiento de deuda previsto para el 26 de enero de 2020 respecto del Bono Buenos Aires 2021 (BP21), al 10,875% con vencimiento en 2021, y emplazó a los tenedores de dicho bono a aceptar un aplazamiento hasta mayo. Sin perjuicio de ello, la Provincia de Buenos Aires, el mayor distrito de Argentina, fracasó en su intento para negociar el aplazamiento hasta mayo de un vencimiento por 250 millones de dólares. Al no conseguir la adhesión de 75% de los acreedores para la postergación, el gobierno de la provincia optó por pagar los servicios, aunque anunció que lanzaría una reestructuración de toda su deuda pública en sintonía con los planes del Gobierno Nacional.

El Senado de Argentina, aprobó el 5 de febrero de 2020 por unanimidad una ley para reestructurar la deuda pública que otorga amplios poderes al Poder Ejecutivo, y que fuera aprobada en la Cámara de Diputados con respaldo de la oposición. La mencionada ley autoriza al Poder Ejecutivo a efectuar "canjes y/o reestructuraciones de los servicios de vencimiento de intereses y amortizaciones de capital de los títulos públicos emitidos bajo ley extranjera". La ley N° 27.544 de “Restauración de la Sostenibilidad de la Deuda Pública emitida bajo Ley Extranjera” fue promulgada el 12 de febrero del 2020.

Asimismo, con fecha 12 de febrero de 2020, por medio del Decreto N° 141/2020, el gobierno argentino dispuso, como regla general y sujeta a ciertas excepciones, que el pago de la amortización correspondiente a los "Bonos de la Nación Argentina en Moneda Dual Vencimiento 2020" (ISIN ARARGE320622) sea postergado en su totalidad al día 30 de septiembre de 2020, interrumpiendo el devengamiento de los intereses, y sin perjuicio de que dicha postergación no interrumpa el pago de los intereses devengados de acuerdo a los términos y condiciones originales. La Sociedad no posee exposición significativa directa ni indirecta a los bonos comprendidos en el diferimiento de pagos de interés y capital.

Con fecha 6 de abril de 2020 se publicó el Decreto N° 346/2020 mediante el cual el Gobierno Argentino dispuso el diferimiento de los pagos de los servicios de intereses y amortizaciones de capital de la deuda pública nacional instrumentada mediante títulos denominados en Dólares emitidos bajo ley argentina hasta el 31 de diciembre de 2020, o hasta la fecha anterior que el Ministerio de Economía determine, considerando el grado de avance y ejecución del proceso de restauración de la sostenibilidad de la deuda pública. Asimismo, se exceptuó de dicho diferimiento a ciertos títulos públicos que, por sus características específicas, justifican la razonabilidad de tales excepciones, los cuales se encuentran comprendidos en el diferimiento de pagos de interés y capital dispuesto por el Decreto N° 346/20.

En este sentido, el 21 de abril de 2020 el Gobierno Argentino lanzó un canje de deuda (el “Canje”) con el objetivo de refinanciar su deuda externa, reconfigurando los pagos de intereses y capital originalmente previstos, de manera tal que sean sustentables y no comprometan el desarrollo y potencial crecimiento de Argentina en los próximos años. A tal fin, el Gobierno Argentino propuso efectuar un canje de diferentes series

de bonos denominados en moneda extranjera (Dólares, Euros y Francos Suizos) y regidos bajo la legislación inglesa o del Estado de Nueva York, según el caso, que fueran emitidos oportunamente bajo los acuerdos de fideicomiso (Indentures) 2005 o 2016 (los “Bonos Elegibles”) por nuevas series de bonos denominados en Dólares o en Euros que prevén un esquema de amortizaciones periódicas (amortizing) y con vencimientos que varían entre el 2030 y el 2047 (los “Nuevos Bonos”) que serán emitidos por el Gobierno Argentino bajo el acuerdo de fideicomiso celebrado en 2016. Según fuera informado por el Ministerio de Economía y conforme se desprende de la documentación publicada por el Gobierno Argentino en la SEC (acrónimo de Securities and Exchange Commission, el organismo regulador de los mercados de capitales en los Estados Unidos de América), en términos globales, el Canje por los Nuevos Bonos implicará una reducción en la carga de intereses de la República del 62% (US\$37.900 millones), un alivio en el stock de capital del 5,4% (US\$3.600 millones) y un período de gracia de aproximadamente tres años.

El Canje estaba originalmente abierto en el período comprendido entre el 21 de abril de 2020 y el 8 de mayo de 2020 a las 5:00 p.m. (hora de Nueva York), durante el cual los acreedores podrían manifestar su consentimiento o rechazo a la propuesta del Gobierno Argentino de sustituir los Bonos Elegibles por los Nuevos Bonos, y, en caso de aceptación, elegir por cuál de los Nuevos Bonos canjear los Bonos Elegibles de su titularidad mediante el envío de órdenes (Tender Orders). Sin embargo, en el marco de las negociaciones entre el Gobierno Argentino y los acreedores, mediante Resoluciones N° 221/2020, 243/2020, 266/2020, 282/2020 y 289/2020 del Ministerio de Economía, el período de canje ha sido prorrogado sucesivamente. A la fecha del presente Prospecto, el Gobierno argentino analiza continuar prorrogando el período de canje, en tanto si bien hubieron avances considerables en las negociaciones, aún existe incertidumbre respecto a si el gobierno nacional tendrá éxito en la renegociación de la deuda tanto con los tenedores privados de deuda pública. Asimismo, el Gobierno nacional debe comenzar las respectivas negociaciones con el FMI en relación a la restructuración de la deuda contraída con el mismo.

Como resultado, no podemos asegurar que la Argentina cuenta con la capacidad para obtener financiamiento en los mercados para hacer frente a sus obligaciones, como así tampoco el impacto que podría tener la imposibilidad del gobierno de Alberto Fernández de renegociar los compromisos externos del país, y en caso de que se renegocie, en qué términos finalmente se concretaría. Como en el pasado, esto puede derivar en nuevas acciones legales contra el Estado Argentino y en la ejecución de aquellas que a la fecha del presente Prospecto se encuentran en curso y pendientes de resolver. Esto puede afectar adversamente la capacidad del Gobierno Argentino de implementar las reformas necesarias para impulsar el crecimiento del país y reactivar su capacidad productiva. Asimismo, la incapacidad de Argentina para obtener crédito en los mercados internacionales podría tener un impacto directo en nuestra capacidad para acceder a dichos mercados a fin de financiar nuestras operaciones y crecimiento, incluyendo el financiamiento de inversiones de capital, lo que afectaría negativamente nuestra condición financiera, los resultados de operación y los flujos de caja. En este sentido, a la fecha del presente Prospecto, la Emisora posee un valor nominal de aproximadamente US\$ 12 millones de tenencias de títulos de deuda del Estado Nacional, regidos bajo legislación argentina, afectados por el proceso de restauración de la sostenibilidad de la deuda pública mencionado precedentemente.

***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.

La devaluación del Peso puede tener un impacto negativo en la capacidad de ciertas empresas argentinas para pagar sus deudas en moneda extranjera, y generar inflación, reducir sustancialmente los salarios en términos reales y poner en peligro la estabilidad de las empresas. Sumado a los efectos de los controles cambiarios y las restricciones al comercio exterior, los precios relativos altamente distorsionados dieron lugar a la pérdida de competitividad de la producción argentina, obstaculizaron las inversiones y provocaron el estancamiento económico. En 2017, 2018 y 2019, el Peso Argentino se depreció un 18,4%, 101,4% y 58,4%, respectivamente, con respecto al Dólar de los Estados Unidos. El 31 de marzo de 2020, el tipo de cambio fue de AR\$64,47 por cada Dólar estadounidense, según lo publicado por el BCRA.

Durante agosto de 2019, el Peso perdió casi un 30% de su valor frente al Dólar y el precio de las acciones de las empresas Argentinas que cotizan en bolsa se derrumbó casi un 42% (conforme al índice S&P Merval). El

“Riesgo País” alcanzó uno de los niveles más altos de la historia argentina, situándose por encima de los 2.000 puntos el 28 de agosto de 2019. A partir del 19 de marzo de 2020, el riesgo país fue de 4.050. Como consecuencia de los efectos mencionados, con el fin de controlar la salida de divisas y restringir las fluctuaciones del tipo de cambio, el BCRA reimplementó los controles cambiarios, con la esperanza de fortalecer el normal funcionamiento de la economía, fomentar una administración prudente del mercado cambiario, reducir la volatilidad de las variables financieras y contener el impacto de las variaciones de los flujos financieros en la economía real.

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

La continua depreciación del Peso y, en su caso, el incumplimiento de los términos del SBA podrían tener un efecto material adverso en la economía argentina y, consecuentemente, en nuestros flujos de caja, condición financiera y resultados de operación.

***Nuestras propiedades pueden estar sujetas a expropiación por parte 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 esencial para la prestación de un servicio público. Por lo tanto, nuestro negocio está sujeto a incertidumbres políticas, incluyendo la expropiación o nacionalización de nuestro negocio o activos, pérdida de concesiones, renegociación o anulación de contratos existentes y otros riesgos similares.

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

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

Además, la Ley 26.741 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.

El 9 de junio de 2020, mediante el Decreto de Necesidad y Urgencia N° 522/2020 la administración de Alberto Fernández declaró la intervención transitoria de la empresa Vicentin S.A.I.C. por un plazo de 60 días, con el fin de asegurar la continuidad de las actividades de la empresa, la conservación de los puestos de trabajo y la preservación de sus activos y patrimonio. El interventor tendrá las facultades que el estatuto de dicha empresa confiere al Directorio y al Presidente de la misma. Asimismo, el Gobierno Nacional ha dispuesto la remisión al Congreso de la Nación de un proyecto de ley que propicia la declaración de utilidad pública y sujeta a expropiación de la empresa Vicentin S.A.I.C. y la creación del “Fondo Fiduciario Agro Argentina”, cuyo fiduciario y fideicomisario será el Estado Nacional y el fiduciante la empresa YPF S.A., a través de YPF AGRO S.A., sin perjuicio de ello, a la fecha del presente Prospecto, el referido proyecto no se ha presentado en el Congreso Nacional y se analizan propuestas alternativas a la expropiación de dicha empresa.

No podemos asegurar que estas u otras medidas que pueda adoptar el Gobierno argentino no tendrán un efecto material adverso en la economía argentina y, en consecuencia, afectarán negativamente nuestra condición financiera, nuestros resultados de operación. Por otro lado, no podemos asegurar que medidas similares no serán adoptadas por el Gobierno mexicano en el futuro.

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

Anteriormente, el gobierno de Argentina ha intervenido directamente en la economía, a través de la implementación de medidas de expropiación 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.

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

Además, históricamente el Gobierno argentino ha adoptado medidas para controlar directa o indirectamente el acceso de empresas y particulares al comercio exterior y a los mercados de divisas, tales como restringir su libre acceso e imponer la obligación de repatriar y vender en el mercado local de divisas todos los ingresos en divisas obtenidos de las exportaciones. Estas regulaciones nos impidieron o limitaron la compensación del riesgo derivado de nuestra exposición al Dólar. Nuestros negocios y operaciones 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.

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

Además, el Gobierno argentino ha promulgado leyes y reglamentos que obligan a las empresas del sector privado a mantener determinados niveles salariales y a proporcionar a sus empleados beneficios adicionales. Los empleadores, tanto en el sector público como en el privado, también han estado experimentando intensas presiones por parte de su personal, o de los sindicatos que los representan, exigiendo aumentos salariales y ciertos beneficios para los trabajadores, dadas las altas tasas de inflación. El 13 de diciembre de 2019, el gobierno de Alberto Fernández publicó el Decreto de Necesidad y Urgencia N° 34/2019 (según el mismo ha sido modificado), en virtud del cual se declaró la emergencia laboral por un período de 180 días. En este contexto, durante el período de emergencia laboral, los pagos por despidos injustificados en el sector privado consistirían en el doble de la cantidad prevista por la normativa vigente aplicable.

En junio de 2020 se publicó el Decreto de Necesidad y Urgencia N°528/2020 el cual extiende la emergencia pública en materia ocupacional establecida en el Decreto de Necesidad y Urgencia N° 34/2019 por el término de 180 (ciento ochenta) días contados a partir del 10 de junio de 2020, manteniendo por 6 meses adicionales la duplicación indemnizatoria. Asimismo, dicho Decreto de Necesidad y Urgencia establece, entre otros menesteres, que (i) en caso de producirse un despido sin causa, el trabajador tendrá derecho a percibir el doble de la indemnización legal; (ii) la duplicación de la indemnización alcanza a todos los rubros indemnizatorios originados con motivo de la extinción del contrato de trabajo; y (iii) sus disposiciones no aplican a las relaciones laborales iniciadas en el sector privado a partir del día 14 de diciembre de 2019. Por otra parte, el Decreto de Necesidad y Urgencia N°529/2020 de la misma fecha dispone que como consecuencia de la emergencia sanitaria originada en la pandemia del COVID-19, para las suspensiones que se acuerden en los términos del artículo 223 bis de la Ley de Contrato de Trabajo (la “LCT”) (i) no aplicarán los plazos máximos previstos en

los artículos 220, 221 y 222 de la LCT para las suspensiones originadas en falta o disminución de trabajo no imputable al empleador y fuerza mayor, y (ii) podrán extenderse hasta que finalice el aislamiento social, preventivo y obligatorio establecido por el Decreto N°297/20 y sus sucesivas prórrogas.

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

La Ley de Solidaridad establece la reestructuración del sistema de tarifas de energía y congela las tarifas de gas natural y electricidad. Además, la Ley de Solidaridad faculta al Poder Ejecutivo Nacional para intervenir al ENARGAS y al ENRE. No podemos prever el impacto que podría tener la Ley de Solidaridad, ni las medidas que podría adoptar la actual administración respecto de la economía para cumplir con sus obligaciones financieras, lo que podría afectar negativamente a nuestro negocio, condición financiera y resultados de operación.

El 9 de junio de 2020, mediante el Decreto de Necesidad y Urgencia N° 522/2020 la administración de Alberto Fernández declaró la intervención transitoria de la empresa Vicentin S.A.I.C. por un plazo de 60 días, con el fin de asegurar la continuidad de las actividades de la empresa, la conservación de los puestos de trabajo y la preservación de sus activos y patrimonio. El interventor tendrá las facultades que el estatuto de dicha empresa confiere al Directorio y al Presidente de la misma. Asimismo, el Gobierno Nacional ha dispuesto la remisión al Congreso de la Nación de un proyecto de ley que propicia la declaración de utilidad pública y sujeta a expropiación de la empresa Vicentin S.A.I.C. y la creación del “Fondo Fiduciario Agro Argentina”, cuyo fiduciario y fideicomisario será el Estado Nacional y el fiduciante la empresa YPF S.A., a través de YPF AGRO S.A., sin perjuicio de ello, a la fecha del presente Prospecto, el referido proyecto no se ha presentado en el Congreso Nacional y se analizan propuestas alternativas a la expropiación de dicha empresa.

En el futuro, el Gobierno argentino podría imponer nuevos controles de cambio y restricciones a las transferencias al exterior, restricciones a los movimientos de capitales o tomar otras medidas en respuesta a la fuga de capitales o a una depreciación significativa del Peso, 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 las Obligaciones Negociables disminuya.

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

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

La Ley de Hidrocarburos también permite el reconocimiento en superficie del territorio no cubierto por permisos de exploración o concesiones de producción previa autorización de la Secretaría de Energía de Argentina y/o las autoridades locales competentes, según lo establecido por la Ley No. 26.197, y con permiso del propietario privado. La información obtenida como resultado de los reconocimientos de superficie debe ser proporcionada a la Secretaría de Energía de Argentina y/o a las autoridades locales competentes, las cuales no podrán divulgarla durante dos años sin la autorización de la parte que realizó el reconocimiento, excepto en relación con el otorgamiento de permisos de exploración o concesiones de producción.

De conformidad con la Ley de Hidrocarburos, las concesiones o permisos de petróleo y gas otorgados por el Gobierno argentino tienen una validez de 25, 30 o 35 años, según el tipo de concesión, y pueden renovarse por períodos adicionales de 10 años. Además, la Ley de Hidrocarburos establece que la duración de los permisos de exploración será determinada individualmente por la entidad reguladora, pero en ningún caso podrá exceder de (i) dos (2) períodos de hasta tres (3) años cada uno, y (ii) una prórroga opcional de hasta cinco (5) años. La facultad y la autoridad para prorrogar el plazo de las concesiones, permisos y acuerdos existentes y futuros

recaen en el gobierno de la localidad en la que se encuentra el activo en cuestión (o en el Gobierno argentino en el caso de los activos situados más allá de las 12 millas de la costa). Para que una concesión o permiso sea elegible para la prórroga, su titular debe (i) cumplir con sus obligaciones bajo la Ley de Hidrocarburos y con los términos de dicha concesión o permiso, incluyendo los relativos al pago de impuestos y regalías, la contribución de la tecnología, equipo y personal necesarios, y la satisfacción 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 inversiones para el desarrollo de las áreas correspondientes, de conformidad con lo solicitado por las autoridades competentes, por lo menos un año antes del vencimiento 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 oscilarán entre el 3% y el 18%. En virtud de la Ley de Hidrocarburos, el incumplimiento de las normas y obligaciones mencionadas puede dar lugar a la imposición de multas, y las violaciones materiales que permanezcan sin subsanar al expirar el período de cura pertinente pueden dar lugar a la revocación de la concesión o el permiso.

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

No se puede asegurar que las autoridades competentes vayan a renovar nuestras concesiones en el futuro sobre la base conforme a los planes de inversión presentados a tal efecto, ni que dichas autoridades no impongan requisitos adicionales para la renovación de tales concesiones o permisos. Además, tres de nuestras concesiones conforme a la Ley N° 27.007 se otorgaron por un periodo de 35 años y con regalías del 12%, es decir, por periodos más largos que los convencionales. No podemos asegurar que cualquier legislación futura que el Gobierno argentino pueda llegar a promulgar no afecte a dichas concesiones.

***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 disputa 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 tipo de cambio 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.

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

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

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

Además, las reacciones de los inversionistas internacionales a los eventos que ocurren en un mercado a veces demuestran un efecto de "contagio" en el cual toda una región o clase de inversión es desfavorable para los inversionistas internacionales, Argentina podría verse afectada negativamente por desarrollos económicos o financieros negativos en otros países, lo que a su vez podría tener un efecto significativamente adverso en la economía argentina e, indirectamente, en nuestros negocios, condición financiera, resultados de operación, y en el valor de mercado de 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, el Gobierno argentino declaró la Emergencia del Sistema Eléctrico Nacional hasta el 31 de diciembre de 2017 y ordenó al Ministerio de Energía que propusiera medidas y garantizara el suministro eléctrico. La Resolución No. 06/2016 del Ministerio de Energía, de enero de 2016, establece nuevos precios de referencia estacionales para la energía eléctrica en el Mercado Eléctrico Mayorista (el “MEM”) para el periodo comprendido entre el 1 de febrero de 2016 y el 30 de abril de 2016, así como el objetivo de ajustar la calidad y seguridad del suministro eléctrico.

En febrero de 2016, el Gobierno argentino revisó el programa de tarifas de electricidad y gas, y redujo los subsidios a la demanda de estos servicios, aumentando en más de un 500% los costos de la energía, con la excepción de los consumidores de bajos ingresos por la reducción de los subsidios. Al restablecer los niveles de tarifas, modificar el marco regulatorio y reducir la participación del Gobierno argentino en el sector energético, el Gobierno argentino buscó corregir las distorsiones en el sector energético y realizar las inversiones necesarias. En julio de 2016, un tribunal federal de la ciudad de La Plata suspendió el aumento de la tarifa de gas en la Provincia de Buenos Aires. El 3 de agosto de 2016, un tribunal federal de San Martín suspendió el aumento de las tarifas de gas en todo el país hasta que se celebró una audiencia pública para discutir el aumento de las tarifas. La sentencia fue apelada ante la Corte Suprema, y el 18 de agosto de 2016, la Corte Suprema dictaminó que el aumento en la tarifa de gas de los usuarios residenciales no podía ser impuesto sin una audiencia pública. El 16 de septiembre de 2016 se celebró la audiencia pública en la que se acordó que la tarifa de gas se ajustaría en aproximadamente un 200% en octubre de 2016, con ajustes de precios semestrales en 2019. A la fecha de este 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, la cual fue vetada posteriormente por el Poder Ejecutivo argentino. 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 entonces Ministerio de Energía instruyó a la anterior Secretaría de Energía para que realizara las medidas necesarias para que CAMMESA implementara los mecanismos pertinentes para asegurar la disponibilidad de gas para la generación de electricidad en el Sistema de Interconexión Argentino (“SIA”), de acuerdo con los precios máximos de referencia, aprobados por dicha Resolución. Dichos precios de referencia, fijados en el punto de ingreso al sistema de transporte, i) variaban según la cuenca en la que se producía el gas, y ii) de conformidad con la Resolución No. 25/2018, no eran aplicables si el vendedor era Integración Energética Argentina S.A. (“IEASA” antes denominada ENARSA)

La Ley de Solidaridad recientemente promulgada establece que las tarifas de gas natural (transporte y distribución) de jurisdicción federal se mantendrán sin cambios durante ciento ochenta (180) días a partir de la fecha de entrada en vigor de dicha ley, que tuvo lugar el 23 de diciembre de 2019, e invita a las provincias a adherirse a esta política. Asimismo, faculta al Poder Ejecutivo Nacional a renegociar las tarifas de jurisdicción federal, ya sea en el marco de las actuales revisiones integrales de tarifas o mediante una revisión extraordinaria, de acuerdo con la Ley No. 24.076.

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

Las elecciones presidenciales argentinas se llevaron a cabo entre agosto y octubre de 2019 (primarias y primera vuelta, respectivamente), con Alberto Fernández de la coalición Frente de Todos siendo electo con un 48,24% de los votos. La administración de Alberto Fernández tuvo lugar el 10 de diciembre de 2019. Junto con las elecciones nacionales, en varias provincias, durante 2019 se llevaron a cabo elecciones locales. Cambios en las administraciones locales y federales pueden implicar también alteraciones en los programas y políticas vigentes en el sector del petróleo y el gas. Tanto el presidente de Argentina como el Congreso tienen un poder considerable para determinar las políticas y acciones gubernamentales que se relacionan con la economía argentina. Por lo tanto, no podemos prever las medidas que podrían ser adoptadas por cualquier administración federal futura, o por cualquier futura administración a nivel provincial, y el efecto que dichas medidas podrían tener en la economía argentina y en la capacidad de Argentina para cumplir con sus obligaciones financieras, lo que podría afectar negativamente nuestros negocios, nuestra condición financiera y los resultados de nuestras operaciones. Además, no podemos asegurar que los acontecimientos económicos, regulatorios, sociales y políticos en Argentina no afectarán nuestros negocios, nuestra condición financiera o los resultados de nuestras operaciones.

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

La falta de un sólido marco institucional y transparente en relación con la contratación estatal y las acusaciones de corrupción han afectado y siguen afectando a Argentina. En el Índice Internacional de Percepción de la Corrupción y transparencia de 2019, Argentina se colocó en el lugar 64 de 180 países, mejorando respecto del estudio del año 2018. En el informe Doing Business 2019 del Banco Mundial, Argentina se posicionó en el lugar 126 de 190 países, mejorando del lugar 117 que ocupó en 2018.

A la fecha de este Prospecto, existen varias investigaciones en curso sobre acusaciones de lavado de dinero y corrupción, que han tenido un impacto negativo en la economía y el entorno político argentino. Dependiendo del tiempo que tardan en cerrarse dichas investigaciones y de sus resultados, las empresas involucradas en las investigaciones pueden estar sujetas, entre otras consecuencias, a una disminución de sus calificaciones crediticias, a reclamos presentados por sus inversionistas, a mayores restricciones en su acceso a financiamiento a través de los mercados de capitales, así como a una disminución en sus ingresos. El resultado potencial de la investigación de Los Cuadernos de las Coimas, así como de otras investigaciones en curso relacionadas con la corrupción, es incierto, pero ya han tenido un impacto adverso en la imagen y la reputación de las empresas que han sido implicado, así como en la percepción general del mercado de la economía, el entorno político y los mercados de capital en Argentina. No tenemos control sobre y no podemos predecir si tales investigaciones o acusaciones conducirán a una mayor inestabilidad política y económica. Además, no podemos predecir el

resultado de ninguna de esas acusaciones ni su efecto en la economía argentina, ni podemos predecir el efecto adverso sobre nuestras actividades comerciales y resultados de operaciones.

Reconociendo que el hecho de no abordar estas cuestiones podría aumentar el riesgo de inestabilidad política, distorsionar los procesos de toma de decisiones y afectar negativamente la reputación internacional de Argentina y su capacidad para atraer inversión extranjera, el 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.

### ***La salida del Reino Unido de la Unión Europea tendrá efectos inciertos.***

El 23 de junio de 2016, el Reino Unido votó a favor de salir de la Unión Europea (comúnmente conocido como “**Brexit**”). El Reino Unido salió de la Unión Europea el 31 de enero de 2020 y actualmente se encuentra en un periodo de transición que termina el 31 de diciembre de 2020. Tras su salida, el Reino Unido ha iniciado negociaciones 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 tendrá la renuncia del Reino Unido de la Unión Europea y cómo nos afectará dicha renuncia. Además, Brexit puede llevar a otros países miembros de la Unión Europea a considerar la posibilidad de celebrar referendos en relación con su pertenencia a la Unión Europea. Las consecuencias adversas en relación con Brexit o la Unión Europea podrían incluir el deterioro de las condiciones económicas mundiales, la inestabilidad de los mercados financieros mundiales, la incertidumbre política, la continua volatilidad de los tipos de cambio de divisas o los cambios adversos en los acuerdos transfronterizos en vigor, cualquiera de los cuales podría tener un impacto adverso en nuestros resultados financieros en el futuro.

### ***El nuevo brote de coronavirus podría tener un efecto adverso en nuestras operaciones comerciales.***

A finales de diciembre de 2019 se notificó a la Organización Mundial de la Salud respecto de un caso de neumonía originada en Wuhan, provincia de Hubei (causado por el nuevo coronavirus, COVID-19), con casos pronto confirmados en múltiples provincias de China, así como en otros países. El gobierno de Argentina y otros gobiernos a nivel mundial han adoptado medidas, incluyendo la cuarentena, monitoreo en aeropuertos y otros centros de transporte, restricciones de viaje, suspensión de visas, encierros a nivel nacional, cierre de instituciones públicas y privadas, suspensión de eventos deportivos, restricciones de sitios culturales y atracciones turísticas así como la extensión de vacaciones, entre otras. Sin embargo, el virus sigue propagándose a nivel mundial y, hasta la fecha del presente Prospecto, ha afectado a la mayoría de los países de todo el mundo, incluido Argentina. Hasta la fecha, el brote del nuevo coronavirus ha causado importantes alteraciones sociales y de mercado, incluso en el mercado de petróleo y gas. Los efectos a largo plazo de las epidemias y otras crisis de salud pública, como el actual coronavirus, son difíciles de evaluar o predecir y pueden incluir

riesgos para la salud y la seguridad de los empleados y la reducción de las ventas en las zonas geográficas afectadas. Cualquier medida restrictiva prolongada que se aplique para controlar un brote de enfermedad contagiosa u otra evolución adversa de la salud pública en cualquiera de nuestros mercados objetivo puede tener un efecto material y adverso en nuestras operaciones comerciales. Además, una desaceleración económica real o posible puede afectar negativamente a la demanda y los precios de nuestros productos de petróleo y gas. También podemos vernos afectados por la necesidad de implementar políticas que limiten la eficiencia y eficacia de nuestras operaciones, incluyendo la suspensión de nuestras operaciones en los bloques en los que operamos o políticas de trabajo desde casa en nuestros locales administrativos. No está claro si estos desafíos e incertidumbres serán contenidos o resueltos, y qué efectos pueden tener en las condiciones políticas y económicas mundiales a largo plazo.

El 19 de marzo de 2020, el presidente Alberto Fernández anunció un régimen de aislamiento social obligatorio a nivel nacional debido a la crisis del coronavirus mediante el Decreto de Necesidad y Urgencia N° 297/2020, el cual prohíbe a los ciudadanos dejar sus casas, con ciertas excepciones para el suministro, la higiene y la comunicación, hasta el 31 de marzo de 2020 (el cual fue extendido sucesivamente hasta el 2 de agosto de 2020). Dicho decreto prevé la posibilidad de prorrogar este periodo durante el tiempo que sea necesario conforme a la situación epidemiológica. La cuarentena obligatoria entró en vigor el 20 de marzo de 2020 y a esta fecha no es posible asegurar el efecto que estas medidas puedan tener en la economía argentina, aunque se estima que sus consecuencias impactarán considerable y negativamente la economía argentina.

Hasta la fecha, el Gobierno argentino ha aplicado ciertas medidas en respuesta al brote de COVID-19 en el país con el fin de prevenir el contagio masivo y el hacinamiento del servicio de salud argentino, entre las que se incluyen (en orden cronológico):

- del 26 de febrero al 12 de marzo de 2020: control de pasajeros en los aeropuertos; aislamiento obligatorio durante 14 días de las personas con casos sospechosos o confirmados de COVID-19, las personas en estrecho contacto con casos sospechosos o confirmados de COVID-19 y las personas que llegan o acaban de llegar de zonas afectadas; cierre de actividades con alta concentración de personas; prohibición de la asistencia del público a eventos deportivos;
- del 13 de marzo al 15 de marzo de 2020: mayor vigilancia de las fronteras argentinas; suspensión de los vuelos de varias compañías aéreas y adopción de reglamentos para la coordinación de los vuelos de repatriación de los residentes argentinos; cierre de parques nacionales y zonas protegidas; cierre de escuelas (salvo para fines de asistencia alimentaria y administrativa);
- del 16 de marzo al 18 de marzo de 2020: cierre de las fronteras argentinas; suspensión de los vuelos nacionales y de las operaciones de trenes y autobuses de larga distancia; suspensión de la liga nacional de fútbol; licencias de trabajo temporales para las mujeres embarazadas, las personas mayores de 60 años y otras personas consideradas de especial riesgo en caso de infección; autorización para que los empleados públicos federales trabajen a distancia (excepto los empleados que prestan servicios esenciales); en el sector privado promoción de las políticas de oficina en el hogar e inicio de la construcción de ocho hospitales modulares;
- 19 de marzo de 2020: imposición de un cierre obligatorio en todo el país, por el que sólo se permiten actividades excepcionales y esenciales y viajes internos; despliegue de fuerzas de seguridad para la aplicación del cierre;
- del 20 de marzo al 2 de abril de 2020: asistencia a los residentes argentinos en el extranjero; endurecimiento de las normas relativas al cierre de las fronteras argentinas, la extensión del bloqueo nacional hasta el 12 de abril de 2020;
- 11 de abril de 2020: extensión del cierre nacional hasta el 26 de abril de 2020;
- 26 de abril de 2020: extensión del cierre nacional hasta el 10 de mayo de 2020, con la posibilidad de que el gobernador de cada provincia decida sobre excepciones para ciertas actividades y servicios, sujeto a la aprobación de autoridades de salud nacionales y el cumplimiento de ciertos parámetros de carácter epidemiológico.
- 24 de mayo de 2020: prórroga del confinamiento obligatorio a nivel nacional hasta el 7 de junio de 2020; autorizaciones adicionales para el desarrollo de determinadas actividades económicas.

- 4 de junio de 2020: prórroga del confinamiento obligatorio en ciertas regiones hasta el 28 de junio de 2020; levantamiento de restricciones y cambio de aislamiento a distanciamiento social obligatorio en ciertas provincias del interior del país. Autorizaciones adicionales para el desarrollo de determinadas actividades económicas.

- 29 de junio de 2020: prórroga hasta el 30 de junio de 2020 de las disposiciones correspondientes al aislamiento social, preventivo y obligatorio y al distanciamiento social, preventivo y obligatorio establecidas en el Decreto de Necesidad y Urgencia N° 520/2020 y establecimiento de las nuevas disposiciones aplicables al aislamiento social, preventivo y obligatorio y al distanciamiento social, preventivo y obligatorio correspondientes al período del 1 de julio al 17 de julio de 2020.

- 18 de julio de 2020: prórroga hasta el 2 de agosto de 2020 de las disposiciones correspondientes al aislamiento social, preventivo y obligatorio y al distanciamiento social, preventivo y obligatorio establecidas en el Decreto de Necesidad y Urgencia N° 576/2020 y establecimiento de las nuevas disposiciones aplicables al aislamiento social, preventivo y obligatorio y al distanciamiento social, preventivo y obligatorio correspondientes al período del 17 de julio de 2020 al 2 de agosto de 2020.

Simultáneamente, el gobierno argentino ha anunciado y está aplicando varias medidas de estímulo para limitar los efectos del brote de COVID-19 en la economía, entre las que se incluyen las siguientes:

- un pago único de Ps.3.100 en efectivo a los beneficiarios de la asignación universal por hijos;
- un pago único de Ps.3.000 en efectivo a los jubilados que reciben prestaciones mínimas (actualmente Ps.15.892) y a los que reciben más del mínimo pero menos de Ps.18.892 pesos argentinos, lo que abarca aproximadamente 4,6 millones de jubilados;
- un pago único de Ps.3.000 en efectivo a los beneficiarios de los planes sociales, destinado a aproximadamente 556.000 personas; y
- una exención a las empresas de industrias vulnerables de los pagos relativos a las contribuciones de los empleadores a la pensión, un aumento del seguro de desempleo y el pago por el Gobierno federal de una parte de los salarios de las empresas afectadas con una nómina de menos de 100 empleados;

Otras medidas adoptadas por el gobierno argentino para mitigar los efectos del brote de COVID-19 en la economía son las siguientes:

- la prohibición de la desconexión de los servicios de energía eléctrica, gas natural, agua corriente, telefonía fija, telefonía móvil, Internet y televisión por cable por falta de pago de menos de tres facturas a partir del 1° de marzo de 2020 y por un período de 180 días, que se aplica a determinados usuarios vulnerables;
- la suspensión de ciertas sanciones e inhabilitaciones aplicables a las cuentas corrientes con fondos insuficientes hasta el 30 de abril de 2020, y la autorización para que los bancos concedan préstamos a las empresas con deudas pendientes con la ANSES y la Administración Federal de Ingresos Públicos ("AFIP");
- el precio se congela a partir del 6 de marzo de 2020, para ciertos bienes esenciales como la comida, el cuidado personal, medicamentos y productos médicos por un período de 30 días;
- la imposición de precios máximos a los bienes y servicios adquiridos por el gobierno federal para hacer frente a la emergencia;
- la suspensión de los aumentos de alquiler, la prórroga de las fechas de vencimiento de los contratos de arrendamiento y la suspensión de los desalojos por falta de pago de los arrendamientos hasta el 30 de septiembre de 2020;
- la congelación de los pagos de las hipotecas y de ciertos préstamos indexados a los rayos ultravioleta (unidad de valor de compra);
- la adopción de un programa para aumentar la productividad (Programa de Recuperación Productiva, o "REPRO") mediante el cual el gobierno federal financia una parte de los salarios mensuales de los empleados del sector privado que trabajan para empresas afectadas por la pandemia y cuyos ingresos han disminuido;

- la prohibición de despidos y suspensiones injustificados;
- la reducción de las pensiones y de los impuestos a los proveedores de servicios de salud con el fin de fortalecer la salud y asegurar la asistencia médica;
- el acortamiento del plazo aplicable a los reembolsos de exportación para las empresas del sector industrial;
- la exigencia de que las exportaciones de insumos y equipo médico necesarios para superar la pandemia obtengan una autorización gubernamental previa;
- pago único de Ps.5.000 a los empleados del sector público en las áreas de salud, seguridad y defensa nacional;
- eliminación de los impuestos de importación aplicables a ciertos bienes esenciales como el alcohol, los artículos de laboratorio o farmacéuticos, los guantes médicos, los desinfectantes y otros equipos e insumos relacionados con la salud;
- suspensión hasta el 30 de abril de 2020 de los embargos fiscales por parte de la AFIP para las PYMES;
- asistencia del gobierno nacional a las provincias por un monto total de Ps.120.000 millones.
- ingreso familiar de emergencia (IFE) y subsidio extraordinario: A través de los Decretos 309/2020 y 310/2020, ambos del 25 de marzo de 2020, la administración Fernández dispuso: (i) una prestación monetaria no remunerativa de Ps. 10.000, para desempleados, trabajadores informales, monotributistas inscriptos en las categorías 'A' y 'B', monotributistas sociales y trabajadores de casas particulares, cuyo grupo familiar no perciba otro ingreso; y (ii) un subsidio extraordinario de \$3.000 que se abonará por única vez en el mes de abril de 2020 a los beneficiarios de las prestaciones previsionales del SIPA, a los beneficiarios de la Pensión Universal para el Adulto Mayor, a los beneficiarios de pensiones no contributivas por vejez, invalidez, madres de 7 hijos o más, y demás pensiones graciables cuyo pago se encuentra a cargo de la ANSES.
- congelamiento de cuotas de créditos hipotecarios y suspensión de ejecuciones hipotecarias. A través del Decreto 319/2020 del 30 de marzo de 2020, la administración Fernández (i) congeló al mes de marzo de 2020 el valor de las cuotas mensuales de los créditos hipotecarios que recaigan sobre inmuebles destinados a vivienda única; y (ii) suspendió hasta el 30 de septiembre las ejecuciones hipotecarias, judiciales o extrajudiciales y los plazos de prescripción y de caducidad de instancia en los procesos de ejecución hipotecaria y de créditos prendarios actualizados por Unidad de Valor Adquisitivo (UVA).
- límite a tasa de interés para consumos con tarjetas de crédito. Mediante Comunicación "A" 6964, el BCRA estableció que los saldos impagos correspondientes a vencimientos de financiaciones de entidades financieras bajo el régimen de tarjeta de crédito que operan a partir del 13 de abril de 2020 hasta el 30 de abril de 2020, serán automáticamente refinanciados a un año como mínimo. Para ello, se prevé un plazo de tres (3) meses de gracia en 9 cuotas mensuales, iguales y consecutivas, devengándose intereses compensatorios a una tasa nominal anual del 43%.
- flexibilización de clasificación de deudores: el Banco Central resolvió, a través de la Comunicación "A" 6938 de fecha 19 de marzo de 2020, que desde el 20 de marzo de 2020 y hasta septiembre de 2020, a la clasificación de cada deudor que las entidades financieras deben realizar se le añadirán 60 días de plazo para los niveles de clasificación 1, 2 y 3.
- creación de fondo específico: Mediante DNU 326/2020, el Gobierno decretó que el Fondo de Garantías Argentino (FOGAR) establecerá un fondo de afectación específica por 30.000 millones de pesos para que otorgar garantías de los préstamos que las entidades financieras deberán otorgar a MyPyMES, según Comunicación "A" 6937.
- préstamos para MiPyMEs: El 19 de marzo de 2020, con la Comunicación A 6937, se estableció, con aplicación a partir del 20 de marzo, una disminución de la exigencia en promedio en pesos de efectivo mínimo por un importe equivalente al 40% de la suma de las financiaciones en pesos a MIPYMES, acordadas a una tasa de interés de hasta el 24%, debiendo destinar el 50% de esa suma a financiar capital de trabajo, situación que se

reiteró el 25 de marzo con la Comunicación A 6943. Asimismo, el BCRA mediante Comunicación “A” 6946 y Comunicación “A” 6965 estableció ciertos incentivos regulatorios para que las entidades financieras otorgasen financiaciones a MiPyMEs a una tasa de interés nominal anual de hasta el 24%, debiendo destinarse al menos el 50 % del monto de esas financiaciones a líneas de capital de trabajo, como por ejemplo pagos de sueldos y cobertura de cheques diferidos.

- prohibición de despidos y suspensiones. A través del Decreto 329/2020 del 1 de abril de 2020, la administración Fernández prohibió los despidos sin justa causa y por las causales de falta o disminución de trabajo y fuerza mayor; y las suspensiones por las causales de fuerza mayor o falta o disminución de trabajo, ambas medidas por el plazo de 60 días desde la publicación del mencionado decreto. Dichas medidas se prorrogaron a través del Decreto 487/2020 de fecha 18 de mayo de 2020, por un plazo de 60 días contados a partir del vencimiento establecido en el Decreto 329/2020 y, mediante Decreto 624/2020 de fecha 28 de julio de 2020, por un plazo de 60 días contados a partir del vencimiento establecido en el Decreto 487/2020.

- Programa de Asistencia de Emergencia al Trabajo y la Producción (“ATP”). A través del Decreto 332/2020 del 2 de abril de 2020, la administración Fernández creó el Programa de ATP para empleadores, y trabajadores afectados por la emergencia sanitaria, consistiendo en la obtención de uno o más de los siguientes beneficios, entre otros: (i) la postergación o reducción de hasta el 95% del pago de las contribuciones patronales al SIPA; (ii) una Asignación Compensatoria al Salario; y (iii) un Sistema integral de prestaciones por desempleo. El Decreto 376/2020 del 20 de abril de 2020 amplió los sujetos alcanzados y los beneficios comprendidos en el Decreto 332/2020, destacándose: (i) la inclusión de un crédito a tasa cero para personas adheridas al Régimen Simplificado para Pequeños Contribuyentes y para trabajadoras y trabajadores autónomos, con subsidio del 100% del costo financiero total; (ii) la ampliación el rango de beneficiarios de la Asignación Compensatoria al Salario abonada por el Estado Nacional a todos los trabajadores en relación de dependencia del sector privado; (iii) la creación del Fondo de Garantías Argentina (FOGAR) para garantizar los créditos mencionados en (i); y (iv) la creación de un seguro de desempleo entre \$6.000 y \$10.000. Se aclara al público inversor que a la fecha del presente Prospecto, la Sociedad no es beneficiaria del programa ATP. Asimismo, del día 27 de julio de 2020, se publicó el Decreto de Necesidad y Urgencia N°621/20 dictado por el Poder Ejecutivo Nacional el cual dispone nuevas normas respecto a los beneficios del ATP. En este sentido, las empresas podrán gozar de un Crédito a Tasa Subsidiada que consistirá en una financiación cuyo importe, calculado por empleado, será del 120% de 1 (un) Salario Mínimo Vital y Móvil, y no podrá exceder la remuneración neta de cada trabajador del mes que se trate. Por otra parte, podrán acogerse a los beneficios del ATP los sujetos que cumplan con uno o más de los siguientes criterios: (i) actividades económicas afectadas en forma crítica en las zonas geográficas donde se desarrollan; (ii) cantidad relevante de trabajadores contagiados por el COVID-19 o en aislamiento obligatorio o con dispensa laboral por estar en grupo de riesgo u obligaciones de cuidado familiar relacionadas al COVID-19; y (iii) reducción real de la facturación con posterioridad al día 12 de marzo de 2020. La Jefatura de Gabinete podrá: (i) extender los beneficios del DNU 621 total o parcialmente, modificando el universo de actividades, empresas y trabajadores afectados, previa intervención del Comité del ATP, considerando la evolución de la situación económica, hasta el día 30 de septiembre de 2020 inclusive; y (ii) establecer, previa intervención del Comité, condiciones especiales para sectores y actividades críticamente afectadas por la pandemia del COVID-19, considerando sus aspectos estacionales. No obstante, para las actividades afectadas en forma crítica por las medidas de distanciamiento social aun cuando el aislamiento social preventivo y obligatorio haya concluido, los beneficios podrán extenderse hasta diciembre de 2020 inclusive.

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

Este acuerdo, entre otras cosas:

- proporciona una lista de actividades esenciales que pueden seguir operando, entre ellas el gas como sector fundamental de la economía y como servicio esencial, y el petróleo como servicio esencial, que incluye toda actividad necesaria para la conservación, el mantenimiento y la reparación de la infraestructura crítica que asegura su producción y distribución. También considera la distribución y venta de energía como una actividad esencial.

- obliga a todas las empresas dedicadas a actividades esenciales a seguir las medidas sanitarias dictadas por la de la Secretaría de Salud, incluyendo las siguientes: no deberán permitirse reuniones de más de 50 personas; se requiere lavarse las manos con frecuencia; se estornudará cubriendo tanto la nariz como la boca con un pañuelo o antebrazo; no contacto físico en saludos; y los siguientes individuos se quedarán en casa: todas las personas mayores de 60 años, en estado de embarazo, con un diagnóstico de hipertensión arterial, diabetes mellitus, problemas cardíacos o enfermedades pulmonares crónicas, inmunosupresión (adquirida o provocada), y fallas de hígado o riñón.

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

La demanda de nuestros productos de petróleo y gas natural está muy influenciada por la actividad económica y el crecimiento en Argentina y a nivel mundial. Aunque la demanda aumentó en el pasado, recientemente se ha contraído considerablemente (en parte, debido al brote de COVID-19) y está sujeta a volatilidad en el futuro. El 20 de marzo de 2020, decidimos detener nuestra actividad de perforación y completación en Argentina, y también nos vimos obligados a cerrar ciertos pozos, incluidos nuestros 12 pozos no convencionales en Bajada del Palo Oeste, en respuesta a la menor demanda de petróleo crudo. La demanda de subproductos del petróleo crudo, como la gasolina, también puede contraerse bajo ciertas condiciones, particularmente durante las desaceleraciones económicas.

Las últimas estimaciones de la IEA, EIA y OPEP, previeron que la demanda mundial de petróleo crudo disminuirá entre 12 MMbbl/d y 23 MMbbl/d durante el segundo trimestre de 2020 en comparación con el segundo trimestre de 2019 (una disminución del 12% y el 23%, respectivamente), y entre 5,3 MMbbl/d y 9,3 MMbbl/d para todo el año 2020 en comparación con el año 2019 (en el que la demanda total fue de 100,5 MMbbl).

A la fecha del presente Prospecto, dada la incertidumbre en la duración del efecto del brote de COVID-19, no podemos determinar el impacto que tendrá en nuestro negocio. Una mayor contracción de la demanda de nuestros productos, o el mantenimiento de los actuales niveles de demanda durante periodos de tiempo prolongados, afectarían negativamente nuestros ingresos, causando pérdidas económicas a nuestra Compañía. Nuestro continuo pobre desempeño económico podría eventualmente llevar a un deterioro de nuestros índices de cobertura financiera y cargos por deterioro que surgen de una disminución del valor de nuestros activos y provocar que excedamos las obligaciones de no hacer pactadas en el Contrato de Préstamo Sindicado. Una contracción en la demanda de petróleo crudo también podría afectarnos financieramente, incluyendo nuestra posibilidad de pagar a nuestros proveedores por sus servicios, lo que podría, a su vez, conducir a más problemas operativos.

Además, no podemos asegurar cómo evolucionará la enfermedad en Argentina, ni predecir las restricciones futuras que los gobiernos argentino o mexicano puedan imponer.

### **Riesgos relacionados con las Obligaciones Negociables**

*Las Obligaciones Negociables podrán tener garantía común, especial, flotante, y/u otra garantía (incluyendo, sin limitación, garantía de terceros) y estarán estructuralmente subordinadas a toda la deuda y otros pasivos de las subsidiarias de la Sociedad; el derecho de los tenedores de las Obligaciones Negociables a recibir pagos respecto de las Obligaciones Negociables podría verse adversamente afectado si cualquiera de las subsidiarias de la Sociedad se declara en quiebra, es liquidada o reorganizada.*

Las Obligaciones Negociables a ser emitidas bajo el Programa podrán tener garantía común, especial, flotante y/u otra garantía (incluyendo, sin limitación, garantía de terceros). Las Obligaciones Negociables estarán efectivamente subordinadas a cualquier deuda garantizada que la Compañía pueda contraer en el futuro, por el valor de los activos que garanticen dicha deuda. Asimismo, bajo la Ley 24.522 de Concursos y Quiebras y sus modificatorias (la “**Ley de Concursos y Quiebras**”) conforme a las quiebras de Argentina, las obligaciones de la Compañía conforme a las Obligaciones Negociables están subordinadas a ciertas preferencias establecidas por ley, incluyendo reclamos de sueldos, salarios, cargas, leyes sociales, impuestos y costas y gastos judiciales, créditos privilegiados y créditos de proveedores. En caso que la Compañía se encontrara sujeta a procesos

judiciales de quiebra, concursos preventivos, acuerdos preventivos extrajudiciales y/o similares, estas preferencias tendrán prioridad sobre cualquier otro crédito, incluyendo reclamos por cualquier tenedor con respecto a las Obligaciones Negociables y, como resultado, los tenedores de las Obligaciones Negociables podrán verse imposibilitados de recuperar los montos debidos bajo las Obligaciones Negociables, total o parcialmente.

Dado que los pagos en concepto de capital o intereses conforme a las Obligaciones Negociables no estarán garantizados por las subsidiarias de la Compañía, las Obligaciones Negociables estarán estructuralmente subordinadas a todas las deudas existentes y futuras y otros pasivos de las subsidiarias de la Sociedad. En el caso de liquidación, disolución, reorganización por quiebra o procedimiento similar bajo la ley argentina relativo a de cualquiera de las subsidiarias de la Compañía, los tenedores de su deuda y sus acreedores tendrán en general tendrán derecho al pago de sus créditos con los activos de esas subsidiarias antes de que cualesquiera activos sean distribuidos a la Compañía y, a su vez a los acreedores, de la Sociedad incluyendo los tenedores de 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 difícil 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 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 desdoblar 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.

***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.

***La propagación de COVID-19 podría tener un efecto impredecible en los mercados de valores locales e internacionales***

En la actualidad, las principales bolsas mundiales y el mercado de capitales local se han visto materialmente afectados por la pandemia de COVID-19, lo cual ha afectado la producción y las ventas de una gran variedad de industrias, interrumpiendo o prolongando materialmente los plazos de las cadenas de suministro locales e internacionales y ha causado una grave situación de desempleo en varias actividades proveedoras de bienes y servicios; previendo las máximas autoridades del FMI que la situación provocará la más grave recesión a nivel mundial luego de la crisis del año 1929. El impacto de la pandemia, en concomitancia con las medidas adoptadas por los gobiernos de los países afectados para mitigar su impacto económico, ha provocado oscilaciones irregulares en los mercados de valores locales e internacionales.

A la fecha del presente Prospecto, no podemos predecir el impacto que tendrá la pandemia global de COVID-19 o el alcance de las distintas regulaciones gubernamentales de emergencia, nacionales e internacionales, o las consecuencias de las mismas en los mercados de valores locales e internacionales.

***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, el gobierno de Fernández de Kirchner emitió reglamentaciones adicionales durante el período comprendido entre 2011 y 2015, que restringieron en gran medida el acceso al mercado cambiario por parte de personas físicas y entidades del sector privado.

Entre fines de 2015 y 2017, la gestión del presidente Mauricio Macri eliminó sustancialmente todas las restricciones cambiarias que se implementaron bajo casi la totalidad de la duración de su administración. No obstante ello, el 1° de septiembre de 2019, ante diversos factores que impactaron en la evolución de la economía doméstica y la incertidumbre provocada en los mercados financieros, y en respuesta a la inquietud del gobierno nacional acerca de la inestabilidad cambiaria general y la incertidumbre generada en el marco del proceso eleccionario en curso, el gobierno nacional dictó el Decreto de Necesidad y Urgencia N° 609/2019 junto con la Comunicación “A” 6770 del BCRA (modificada y complementada por varias comunicaciones posteriores incluyendo el texto ordenado dispuesto por la Comunicación “A” 6844 del BCRA) mediante las cuales se estableció, inicialmente, hasta el 31 de diciembre de 2019, entre otras medidas, la prohibición de acceder al mercado de cambios para el pago de deuda y otras obligaciones en moneda extranjera entre residentes, y para operaciones concertadas a partir del 1° de septiembre de 2019. Mediante el Decreto N° 91/2019 y las Comunicaciones “A” 6854 y 6856 del BCRA, se dispuso la continuación de los controles cambiarios por tiempo indeterminado. Para más información sobre los controles de cambio vigentes a la fecha del presente, por favor véase la sección “*Información Adicional—c) Controles de Cambio*” del presente Prospecto.

A la fecha de este Prospecto, no es posible predecir si Argentina impondrá mayores controles cambiarios y restricciones a las transferencias, entre otras cosas, en respuesta a fugas de capitales o a una depreciación significativa del Peso. En ese caso, la capacidad de la Emisora 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.

## 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 prioritarias:

**Mejora en la sólida generación de flujo de caja.** La mejora de los flujos de caja generado por 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, con el respaldo de nuestro continuo enfoque en la maximización de la eficiencia de nuestra producción convencional, constituirá la principal fuente de generación de flujo de caja y la estimulación 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. Nuestro plan de desarrollo completo para el bloque Bajada del Palo Oeste incluye la perforación de más de 700 pozos horizontales con una longitud lateral de entre 2.500 metros y 3.000 metros. Además, recientemente hemos obtenido la concesión de explotación no convencional en el bloque Águila Mora. Más aún, en el bloque Bajada del Palo Este nos hemos comprometido con la Provincia de Neuquén a perforar y terminar cinco pozos horizontales para finales de 2021 con el objeto de definir un plan de desarrollo para todo el campo.

**Una posición de liderazgo como operador.** Aspiramos a convertirnos en un operador líder en la formación no convencional de Vaca Muerta a través de operar con los costos de desarrollo más bajos, aunado a la extracción del máximo valor de nuestra producción no convencional mediante la continua reducción de nuestros costos operativos y el sostenimiento de nuestros niveles de producción con recuperación primaria, secundaria y terciaria en términos rentables. Creemos que la experiencia y el conocimiento de nuestro Equipo de Administración y nuestros especialistas 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. Durante el 2019, completamos y conectamos nuestros primeros 8 pozos que llevó la producción de shale en Bajada del Palo Oeste desde cero a un más de 10.000 en agosto 2019 y tuvo una producción promedio de 4,9 Mboe/d en el año terminado el 31 de diciembre de 2019. Adicionalmente, en febrero de 2020 completamos y conectamos nuestro tercer pad de 4 pozos. Empleamos una estricta política de gestión de presión para preservar la integridad de las estimulaciones hidráulicas y la estabilidad de presión del fondo del pozo. En cada uno de estos tres pads, aterrizamos dos pozos en el horizonte de navegación La Cocina, mientras los otros dos fueron aterrizados en Orgánico. Completamos cada pad con 10 clusters por etapa de estimulación hidráulica, con un espaciamiento entre estimulaciones hidráulicas de 246 pies (75 metros) en el primer pad y 197 pies (60 metros) en el segundo y tercer pad (con excepción de un pozo de 40 metros de espaciamiento en el tercero). Durante la perforación y completación de nuestro tercer pad, logramos mejorar nuestra eficiencia de perforación aumentando nuestra velocidad de perforación por un 20% a un promedio de 726 pies diarios, con respecto a un promedio de 477 pies diarios en nuestro primer pad. Adicionalmente, también mejoramos nuestro costo de completación al reducir nuestro costo por etapa de estimulación en un 14% a US\$189 miles de Dólares, desde US\$220 miles de Dólares con respecto a nuestro primer pad. Como resultado, el costo de perforación y completación promedio por pozo (normalizado a una longitud lateral de 2.500 metros y 34 etapas de estimulación hidráulica) se redujo de US\$13,8 millones a US\$11,7 millones, resultando en ahorros de 15%. 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, resultando en 8 etapas de estimulación en un mismo día y 5,0 etapas de estimulación 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 en un periodo de 24 horas y, consecuentemente, alcanzando 11 etapas de estimulación en un mismo día y 7,6 etapas de estimulación promedio por día. Las mejoras en el rendimiento y en los costos de perforación de nuestro tercer 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, la transferencia de agua a los tanques en la locación utilizando una manguera plana para mejorar el costo del agua y la logística durante la completación y la mejora continua a

través de nuestro modelo de contratación "One-Team". Adicionalmente, la mejora en nuestro desempeño en la completación del tercer 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 rig-lock wireline y engrasado remoto de válvulas de estimulación.

***Conservar nuestra flexibilidad financiera.*** Tenemos la intención de mantener un balance sólido, con bajos niveles de deuda, mediante la generación de flujos de caja de efectivo con bajo riesgo a través de nuestros activos tanto convencionales como no convencionales. Nos proponemos desarrollar nuestro acreage en Vaca Muerta a un ritmo que nos permita mantener una sana posición financiera.

***Búsqueda de oportunidades de crecimiento rentables.*** Creemos que existen 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. A nivel Grupo, nuestra estrategia de largo plazo está enfocada en el desarrollo de un portafolio de activos convencionales y no convencionales de alta calidad con diversidad geográfica en América Latina.

## **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, los cuales se refieren a cuestiones tales como la emisión y descarga de contaminantes en el suelo, aire o agua; la generación, almacenamiento, manejo, uso y transporte de materiales regulados; y la salud y seguridad humanas. Estas leyes pueden exigir, entre otras cosas:

- que se obtengan diversos permisos u otras autorizaciones, o que se preparen evaluaciones, estudios o planes ambientales (tales como la clausura de pozos) antes de dar inicio a las actividades sísmicas o de perforación;
- que se suspendan todas o algunas de las operaciones o se clausuren la totalidad o parte de las instalaciones respecto de las que haya determinado que existe un incumplimiento con los permisos aplicables;
- que se limiten los tipos, cantidades y concentraciones de las sustancias que pueden liberarse al medio ambiente en relación con la perforación, producción y transporte de petróleo y gas;
- que se establezcan y mantengan fianzas, reservas u otros compromisos con motivo de la clausura y el abandono de pozos; y
- que se adopten medidas de remediación para mitigar o remediar la contaminación ambiental causada por nuestras operaciones bajo pena, en caso contrario, de hacernos acreedores a sanciones significativas.

### ***Política ambiental***

Nuestro plan de gestión de la salud, seguridad y medio ambiente está enfocado en la implementación de programas realistas y prácticos basados en las prácticas reconocidas a nivel global. Ponemos énfasis en el desarrollo de principios claves y la asunción de responsabilidad por nuestra Compañía, para posteriormente ampliar nuestros programas a nivel interno a medida que seguimos creciendo. Nuestro programa ha sido desarrollado para considerar no sólo las actividades en las que estamos involucrados, sino también las actividades que involucran a contratistas.

Creemos que, con el debido nivel de cuidado, comprensión y gestión, es posible producir petróleo y gas en forma responsable para con el medio ambiente. Como parte de nuestro Programa de Salud, Seguridad y Medio Ambiente ("PSMA"), contamos con un equipo que se dedica exclusivamente a obtener las autorizaciones y permisos ambientales necesarios para los proyectos que desarrollamos. Este equipo también es responsable de cerciorarse del cumplimiento de los estándares ambientales establecidos por nuestro consejo de administración,

así como de proporcionar capacitación y apoyo a nuestro personal. En estas actividades contamos con el apoyo de firmas de consultoría ambiental para la industria del petróleo y gas que cuentan con amplia experiencia en la materia. Nuestros directivos relevantes también han recibido capacitación en materia de gestión ambiental.

### ***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 la política de Vista Argentina—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 2019, en el período de 12 meses, el Índice Total de Incidentes Registrables (“ITIR”) de Vista Argentina había mejorado en un 68% en comparación con el historial del operador, ubicándose en 1,2 (con base en 3.201.623 horas de trabajo) comparado con 3,93 (con base en un rango de 2.802.044 horas de trabajo) al 31 de diciembre de 2018. El ITIR por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018, correspondiente a nuestras operaciones, fue de 3,24. Durante los años terminados el 31 de diciembre de 2018 y 2019, 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 ordinaria y extraordinaria de accionistas de fecha 30 de abril de 2020, y sus mandatos vencen el 31 de diciembre de 2022. A la fecha del presente Prospecto, aun se encuentra pendiente la inscripción de las nuevas autoridades ante la Dirección Provincial de Personas Jurídicas de la Provincia de Buenos Aires, sin perjuicio de ello, el trámite ya fue iniciado por la Sociedad.

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>
Pablo Manuel Vera Pinto	Director Titular y Presidente	20-26133797-6	04/04/2018	31/12/2022
Juan María Garoby	Director Titular y Vicepresidente	20-21486968-4	04/04/2018	31/12/2022
Alejandro Cherñacov	Director Titular	20-29191978-3	04/04/2018	31/12/2022

### **Directores Titulares:**

**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 Av. 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.

**Juan María Garoby.** El Sr. Garoby es titular del DNI 21.486.968 y del CUIT 20-21486968-4, con domicilio especial en Av. 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.

**Alejandro Cheriñacov.** El Sr. Cheriñacov es titular del DNI 29.191.978 y del CUIT 20-29191978-3, con domicilio especial en Av. Libertador 101, Piso 12, Vicente Lopez, Provincia de Buenos Aires. El Sr Cheriñacov es director de la Sociedad desde el 4 de abril de 2018. El Sr. Cheriñacov 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 Cheriñacov 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 Cheriñacov fue Gerente de Relaciones con Inversionistas de YPF donde tuvo bajo sus responsabilidades el reposicionamiento de la compañía en los mercados de capitales locales e internacionales. Previamente, 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.

### **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.

<b>Nombre</b>	<b>Cargo</b>	<b>Edad</b>	<b>Fecha de designación</b>
Pablo Vera Pinto	Director Financiero	42	04/04/2018
Alejandro Cheriñacov	Director de Planeamiento Estratégico y Relaciones con Inversores	38	04/04/2018
Juan María Garoby	Director de Operaciones	49	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 originalmente por la asamblea de accionistas celebrada el 4 de abril de 2018, renovando sus cargos en la asamblea ordinaria y extraordinaria de accionistas de fecha 30 de abril de 2020, y cuyos mandatos vencen el 31 de diciembre de 2022. Sin perjuicio de ello, 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	31/12/2022
Marcelo Alejandro Dulman	Miembro Titular	04/04/2018	31/12/2022
Leonardo Alejandro Castillo	Miembro Titular	04/04/2018	31/12/2022
Alfredo Alejandro Nicotera	Miembro Suplente	04/04/2018	31/12/2022
Marisol Rocío García	Miembro Suplente	04/04/2018	31/12/2022
Nadia Vanesa Pahor	Miembro Suplente	04/04/2018	31/12/2022

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 2019, 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.

Los auditores con mandato vigente para llevar a cabo la auditoría de la Sociedad son:

<b>Auditor Titular</b>	<b>Matrícula</b>	<b>C.U.I.T.</b>	<b>Estudio</b>	<b>Domicilio</b>	<b>Fecha de designación</b>
Gustavo Ariel Kurgansky	C.P.C.E. Pcia. Bs. As. T° 168 F° 224 Leg. 43788/3	20-28488167-3	Pistrelli, Henry Martin y Asociados S.R.L.	25 de Mayo 487, Ciudad Autónoma de Buenos Aires	30/04/2020
<b>Auditor Suplente</b>	<b>Matrícula</b>	<b>C.U.I.T.</b>	<b>Estudio</b>	<b>Domicilio</b>	<b>Fecha de designación</b>
Leonel Germán Tremonti	C.P.C.E. Pcia. Bs. As. T° 157 F° 54 Leg. 40732/1	20-24036555-4	Pistrelli, Henry Martin y Asociados S.R.L.	25 de Mayo 487, Ciudad Autónoma de Buenos Aires	30/04/2020

C.P.C.E. Pcia. Bs. As.: Consejo Profesional de Ciencias Económicas de la Provincia de Buenos Aires; T°: Tomo; F°: Folio; Leg.: Legajo.

#### **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 2019, a favor de todos los miembros de la Comisión Fiscalizadora fue \$5.114.670; mientras que el monto total asignado a honorarios de Directorio por dicho ejercicio fue \$53.627.610.

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. 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.

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 diciembre de 2019 Vista Argentina tenía 294 empleados.

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

	Al 31 de diciembre de 2019	Al 31 de diciembre de 2018	Al 31 de diciembre de 2017
Vista Argentina	294	204	97

Al 31 de diciembre de 2017, 2018 y 2019, aproximadamente el 21%, el 20% y el 23% 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.

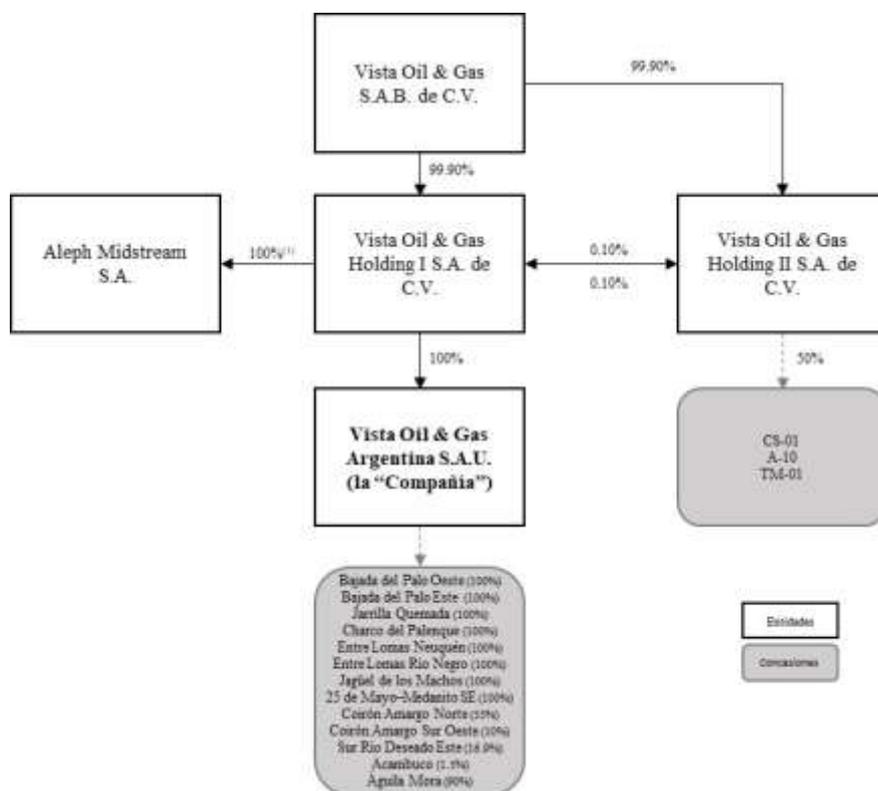
Desde 2017 Vista Argentina no ha experimentado ningún problema o trastorno laboral significativo y sus relaciones con los sindicatos son estables. Sin embargo, no podemos garantizar que en el futuro Vista Argentina no tendrá conflictos con sus empleados, incluyendo con sus trabajadores sindicalizados 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—Contamos con una fuerza laboral altamente sindicalizada y podríamos estar sujetos a acciones laborales tales como huelgas, las cuales podrían tener un efecto material adverso en nuestro negocio”.

Además, al 31 de diciembre de 2019 Vista Argentina tenía aproximadamente 2.100 empleados subcontratados disponibles para proveer servicios en nuestras operaciones, 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, y los porcentajes de participación en las diferentes concesiones de explotación y exploración en el país:



(1) Vista Oil & Gas Holding I, S.A. de C.V. tiene una participación indirecta del 0,27% en Aleph Midstream. El 99,73% restante lo mantienen entidades legales totalmente controladas.

### 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 <sup>a</sup>
<b>Total</b>	<b>89.048.756</b>	<b>100<sup>a</sup></b>

#### 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. Fue constituida con el objeto de participar como socio, accionista o inversionista en todo tipo de negocios o sociedades mercantiles o civiles, asociaciones, fideicomisos y demás personas morales mexicanas o extranjeras, ya sea desde su constitución o mediante la adquisición de acciones, partes sociales u otras participaciones, comoquiera que les designe, así como para realizar todo tipo de actividades en el sector de energía, entre otras cosas. Actualmente es titular de una participación indirecta del 100% en Aleph Midstream. 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 sociedad anónima bursátil de capital variable debidamente constituida conforme a las leyes de México, 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. Sus oficinas principales están ubicadas en Calle Volcán 150, piso 5, Colonia Lomas de Chapultepec, Miguel Hidalgo, Ciudad de México.

A la fecha de este Prospecto, el capital social de Vista Oil & Gas S.A.B. de C.V. está representado por un total de 87.303.462 Acciones Serie A en circulación, que representan la porción variable del capital social de Vista Oil & Gas S.A.B. de C.V., las cuales se encuentran inscritas en el Registro Nacional de Valores de la Comisión Nacional Bancaria y de Valores de México y listadas en la Bolsa Mexicana de Valores, S.A.B. de C.V.; y 2 Acciones Serie C en circulación, que representan la porción fija del capital social de Vista Oil & Gas S.A.B. de C.V., las cuales se encuentran inscritas en el Registro Nacional de Valores de la Comisión Nacional Bancaria y de Valores de México y listadas en la Bolsa Mexicana de Valores, S.A.B. de C.V. Cada una de estas acciones otorga la misma clase de derechos y obligaciones a sus tenedores, incluyendo derechos corporativos y económicos.

La siguiente tabla muestra cierta información 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.

<b>Accionistas</b>	<b>Cantidad</b>	<b>% de la Serie</b>
<b>Acciones Serie A</b>		
Riverstone Equity Partners L.P.’s Affiliated Entities and Employees <sup>(1)</sup>	19.430.699	20,6%
Kensington Investments B.V. <sup>(2)</sup>	15.833.000	17,5%
The Baupost Group, LLC <sup>(3)</sup>	8.333.331	9,4%
Miguel Galuccio <sup>(4)</sup>	2.668.969	5,8%
<b>Acciones Serie C</b>		
Vista SH, L.L.C. <sup>(5)</sup>	1	50,00%
Vista Sponsor Holdings, L.P. <sup>(5)</sup>	1	50,00%

<sup>(1)</sup> El 10 de diciembre de 2019, Vista Sponsor Holdings, L.P. distribuyó a sus miembros todas las Acciones Serie A y Títulos Opcionales de la Compañía que entonces poseía en especie. Al 10 de abril de 2020, los empleados y las entidades afiliadas de Riverstone Equity Partners LP poseían 12.477.566 Acciones Serie A y 20.859.400 Títulos Opcionales de la Compañía, convertibles, previo ejercicio en 6.953.133 Acciones Serie A.

<sup>(2)</sup> Con base en el Anexo 13G enviado a la SEC el 21 de noviembre de 2019, Kensington Investments B.V., es una subsidiaria totalmente propiedad de Abu Dhabi Investment Council Company P.J.S.C., la cual es una compañía pública que cotiza en bolsa que es indirectamente propiedad del gobierno del Emirato de Abu Dhabi en los Emiratos Árabes Unidos. Kensington Investments B.V. era poseedor de 12.500.000 Acciones Serie A (representadas por ADSs) y 10 millones de Títulos Opcionales de la Compañía, convertibles, previo ejercicio, en 3.333.333 Acciones Serie A.

<sup>(3)</sup> Con base en el Anexo 13G enviado a la SEC el 13 de febrero de 2020.

<sup>(4)</sup> A la fecha de este Prospecto, Miguel Galuccio posee (i) 2.668.969 Acciones Serie A, (ii) 4.452.000 Títulos Opcionales convertibles en 1.484.000 Acciones Serie A, (iii) 1.021.309 opciones de compra de acciones, (iv) 1.231.809 opciones de compra de acciones no ejercidas (que no podrán ejercerse en un plazo de 60 días a partir de la fecha del presente Prospecto) y (v) 473.134 Acciones Restringidas (que no podrán ejercerse en un plazo de 60 días a partir de la fecha del presente Prospecto).

<sup>(5)</sup> Vista Sponsors Holdings, L.P. y Vista SH, LLC; cada uno, titular de una Acción Serie C. Riverstone Vista Holdings Limited es el único miembro de Riverstone Vista Holdings GP, L.L.C., el cual es socio general de Vista Sponsors Holdings, L.P., el cual es el miembro administrador de Vista SH, LLC. Riverstone Vista Holdings Limited es administrada por un consejo de tres personas, y ningún director podrá actuar en solitario para dirigir el voto o la disposición de las acciones de la serie C de cada una de las empresas Vista Sponsors Holdings, L.P. y Vista SH, LLC.

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	52	Sin fecha de expiración	Masculino
Kenneth Ryan	Consejero	No	47	Sin fecha de expiración	Masculino
Susan L. Segal	Consejera Independiente	Sí	67	Sin fecha de expiración	Femenino
Mauricio Doehner Cobian	Consejero Independiente	Sí	46	Sin fecha de expiración	Masculino
Pierre-Jean Sivignon	Consejero Independiente Provisional	Sí	63	Sin fecha de expiración	Masculino
Mark Bly	Consejero Independiente	Sí	61	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. Actualmente es miembro del consejo de administración de Schlumberger.

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	52	Masculino	
Pablo Manuel Vera Pinto	Director de Finanzas	42	Masculino	
Juan Garoby	Director de Operaciones	49	Masculino	
Alejandro Cheriñacov	Director de Planificación Estratégica y Relaciones con Inversionistas	38	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](http://www.gob.mx/cnbv) y [www.bmv.com.mx](http://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

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

El 31 de marzo de 2020, Vista completó la adquisición de los Socios de la participación en el capital suscrito y en circulación de dichos Socios en Aleph Midstream, a un precio total de compra de US\$37,5 millones de Dólares (cantidad equivalente a la totalidad del capital efectivamente aportado a Aleph Midstream por los Socios).

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.

### **Préstamo Intercompany**

Con fecha 12 de junio de 2020, Vista Argentina, como prestamista, celebró un contrato de préstamo con Vista Oil & Gas, S.A.B., como prestataria, por un monto total de hasta US\$46.000.000 por un plazo de 10 años, devengando intereses a una tasa anual de 9,5%. Los recursos derivados del préstamo serán utilizados por Vista Oil & Gas, S.A.B. para (i) cumplir con sus objetivos de inversión asumidos con la Comisión Nacional de Hidrocarburos de México, derivados de, o relacionados con la participación en ciertos contratos de exploración y extracción de hidrocarburos que Vista Oil & Gas, S.A.B. tiene a través de su subsidiaria Vista Oil & Gas Holding II, S.A. de C.V; y (ii) otras inversiones de Vista Oil & Gas, S.A.B. en México. Asimismo, el préstamo permite pagos anticipados, totales o parciales, en cualquier momento durante la vigencia del mismo.

## ANTECEDENTES FINANCIEROS

### *Presentación de Información Financiera y de otro tipo.*

En este Prospecto, las referencias a “pesos” o “Ps.” corresponden a Pesos argentinos, 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.*”

### **Información contable y financiera de la Sociedad**

Los estados financieros anuales de la Sociedad por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019 comparativos con el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018 (los “**Estados Financieros Anuales**”) han sido preparados en Pesos y presentados de conformidad con las Normas Internacionales de Información Financiera (“**NIIF**”), adoptadas por la Federación Argentina de Consejos Profesionales de Ciencias Económicas (“**FACPCE**”) como normas contables profesionales e incorporadas por la Comisión Nacional de Valores a su normativa, tal como fueron aprobadas por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad (“**IASB**” por sus siglas en inglés).

Los estados contables anuales de la Sociedad por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2017 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 vigentes en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, 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 a las que se hace referencia en el párrafo anterior se refieren 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, distintas a la RT N° 26.

Este Prospecto no presenta información en Pesos correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2017 atento a que no resulta comparable con la información en Pesos preparada de conformidad con las NIIF de los ejercicios siguientes.

Los estados financieros son presentados en Pesos. Adicionalmente la Sociedad ha optado por preparar estados financieros anuales en Dólares Estadounidenses por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018, este último comparativo con el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2017 de acuerdo con las NIIF.

Los estados financieros condensados del período intermedio de la Sociedad por los períodos de tres meses finalizados el 31 de marzo de 2020 y 2019 (los “**Estados Financieros Intermedios No Auditados**”) han sido preparados y presentados en Pesos de acuerdo con las disposiciones de la Norma Internacional de Contabilidad 34 “Información Financiera Intermedia” (NIC 34).

Este Prospecto contiene información en Pesos de los Estados Financieros Anuales de la Sociedad por los ejercicios finalizados al 31 de diciembre de 2019 comparativos con ejercicio 2018 así como los Estados Financieros Intermedios No Auditados de la Sociedad por los períodos de tres meses finalizados el 31 de marzo de 2020 y 2019 (conjuntamente con los Estados Financieros Anuales, los “**Estados Financieros**”). Los Estados Financieros han sido incorporados por referencia al presente Prospecto y se encuentran a disposición del público inversor en la Página Web de la CNV en el ítem “*Empresas—Vista Oil & Gas Argentina S.A.—Información Financiera*”, bajo los ID 2584035 y 2627410. Adicionalmente se presenta información en Dólares Estadounidenses de los estados financieros anuales por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2019, 2018 y 2017. Podrán solicitarse copias de los Estados Financieros 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 o bien en la página web de la CNV ([www.cnv.gov.ar](http://www.cnv.gov.ar)) en el ítem “*Empresas—Vista Oil & Gas Argentina S.A.—Información Financiera*” de la AIF y en la página web de la Sociedad ([www.vistaoilandgas.com](http://www.vistaoilandgas.com)).

Los Estados Financieros Anuales de la Sociedad al 31 de diciembre de 2019 y 2018 han sido auditados por y los Estados Financieros Intermedios No Auditados de la Sociedad por los períodos de tres meses finalizados el 31 de marzo de 2020 y 2019 han sido revisados por Pistrelli, Henry Martin y Asociados S.R.L., firma miembro de Ernst & Young Global, auditores externos de la Sociedad. Los Estados Financieros Anuales de la Sociedad al 31 de diciembre de 2019 y los Estados Financieros Intermedios No Auditados de la Sociedad por los períodos de tres meses finalizados el 31 de marzo de 2020 han sido aprobados por el Directorio de la Sociedad en sus reuniones de fechas 10 de marzo de 2020 (ID 2584051) y 8 de junio de 2020 (ID 2621447), respectivamente.

La Sociedad ha definido al Dólar Estadounidense como su moneda funcional atento al entorno económico primario en donde opera. Los Estados Financieros Anuales y los Estados Financieros Intermedios No Auditados han sido preparados en la moneda funcional de la Sociedad y fueron convertidos a moneda de presentación (Pesos) siguiendo los lineamientos indicados por las NIIF para cumplimentar con los requerimientos de la CNV. En este sentido, los activos y pasivos se convirtieron al tipo de cambio vendedor de cierre correspondiente a la fecha de cada estado de situación financiera presentado. El tipo de cambio aplicado en relación a los Estados Financieros Anuales de la Sociedad al 31 de diciembre de 2019 y 2018 es \$59,89 por cada US\$1 y \$37,70 por cada US\$1, respectivamente, mientras que el tipo de cambio aplicado en relación a los Estados Financieros Intermedios No Auditados de la Sociedad por los períodos de tres meses finalizados el 31 de marzo de 2020 y 2019 es \$67,47 por cada US\$1 y \$43,35 por cada US\$1, respectivamente. Las cuentas del patrimonio se convirtieron al tipo de cambio histórico y las partidas del estado del resultado integral se convirtieron al tipo de cambio de la fecha de las transacciones (o por razones prácticas y cuando el tipo de cambio no ha variado significativamente, al tipo de cambio promedio de cada mes). Todas las diferencias de conversión a moneda de presentación se reconocen en el Otro Resultado Integral del ejercicio/período. Véase también *“Factores de Riesgo— Estamos expuestos a riesgos de tipo de cambio de divisas relacionados con nuestras operaciones en Argentina”*.

### **Unidad de Medida**

La Norma Internacional de Contabilidad 29 (“**NIC 29**”) *“Información financiera en economías hiperinflacionarias”* requiere que los estados financieros de una entidad, cuya moneda funcional sea la de una economía de alta inflación, se expresen en términos de la unidad de medida corriente a la fecha de cierre del ejercicio (o período) sobre el que se informa, independientemente de si están basados en el método del costo histórico o en el método del costo corriente. En relación con el proceso de conversión mencionado anteriormente, y teniendo en cuenta el contexto de alta inflación en Argentina, la Dirección de la Sociedad ha tenido en consideración los lineamientos definidos en la NIC 29 y CINIIF 7. Sin embargo, dado que ni dichas normas, ni la Norma Internacional de Contabilidad 21 contemplan la metodología de reexpresión en moneda constante en el caso que la moneda funcional sea una moneda estable pero la moneda de presentación corresponda a una economía de alta inflación, los estados financieros por los ejercicios finalizados al 31 de diciembre de 2019 y 2018 han sido preparados convirtiendo la moneda funcional a la moneda de presentación sin incluir efectos adicionales por reexpresión a la espera de la emisión de guías de aplicación que los organismos profesionales y reguladores emitieran a efectos de analizar los impactos que las mismas pudieran tener sobre los estados financieros de la Sociedad.

### **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*”.

## ***Presentación de información sobre petróleo y gas***

### *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.

### *Información sobre las reservas de petróleo y gas de la Compañía*

La información incluida en este reporte anual respecto a las cantidades estimadas de Reservas Probadas se deriva de las estimaciones de las Reservas Probadas al 31 de diciembre de 2019. Las estimaciones de Reservas Probadas se derivan del reporte de fecha 6 de febrero de 2020 preparado por DeGolyer and MacNaughton Corp. ("D&M"), para nuestros bloques ubicados en Argentina (el "Reporte de Reservas 2019"). D&M son consultores independientes en evaluación de reservas. El Reporte de Reservas de 2019 preparado por D&M se realizó con base en la información proporcionada por nosotros y presenta una valuación al 31 de diciembre de 2019 de las reservas de petróleo y gas ubicadas en Entre Lomas Río Negro, Entre Lomas Neuquén, Bajada del Palo Oeste, Bajada de Palo Este, Charco del Palenque, Jarilla Quemada, Coirón Amargo Norte, Coirón Amargo Sur Oeste, Acambuco, Jagüel de los Machos y 25 de Mayo-Medanito en Argentina.

### **Estados Financieros**

Los siguientes cuadros presentan un resumen de la información contable y financiera de la Sociedad al 31 de diciembre de 2019 comparativo con el ejercicio finalizado al 31 de diciembre de 2018 que surge de nuestros Estados Financieros Anuales aprobados por el Directorio de la Sociedad con fecha 10 de marzo de 2020 y por el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2020 comparativo con el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2019, que surge de los Estados Financieros Intermedios No Auditados de la Sociedad aprobados por el Directorio de la Sociedad con fecha 8 de junio de 2020. La siguiente información deberá ser leída conjuntamente con los Estados Financieros Anuales y los Estados Financieros Intermedios No Auditados -según se define anteriormente -, conjuntamente "Estados Financieros" y con la información contenida en las secciones "—f) *Reseña y Perspectiva Operativa y Financiera*" y "—Presentación de información financiera y de otro tipo" del presente Prospecto.

*Estado de Resultado Integral por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019 comparativo con el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018 y por el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2020 comparativo con el mismo período de 2019:*

(Expresados en miles de Pesos)	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		Periodo de tres meses finalizado el 31 de marzo de	
	2019	2018	2020	2019
Ingresos por ventas	19.704.935	11.417.015	4.492.193	3.621.239
Costo de ventas:				
Costos operativos	(5.289.793)	(3.119.797)	(1.443.037)	(1.082.474)
Fluctuación del inventario de petróleo	(37.070)	(8.413)	42.093	51.850
Depreciaciones, agotamiento y amortizaciones	(7.224.140)	(2.713.134)	(1.925.612)	(956.887)
Regalías	(2.785.930)	(1.741.623)	(666.633)	(554.792)
<b>Resultado bruto</b>	<b>4.368.002</b>	<b>3.834.048</b>	<b>499.004</b>	<b>1.078.936</b>
Gastos de comercialización	(1.303.421)	(748.236)	(381.384)	(222.708)
Gastos de administración	(977.687)	(448.820)	(212.647)	(172.357)
Gastos de exploración	(738)	(20.218)	-	-
Otros ingresos operativos	155.650	217.055	140.751	22.953
Otros egresos operativos	(216.339)	(509.921)	(22.769)	(82.821)
Deterioro de propiedades, planta y equipos	221.487	(123.396)	-	-
<b>Resultado operativo</b>	<b>2.246.954</b>	<b>2.200.512</b>	<b>22.955</b>	<b>624.003</b>
Ingresos por intereses	6.938	18.022	1.076	1.017
Gastos por intereses	(1.734.418)	(362.931)	(695.870)	(227.304)
Otros resultados financieros	(384.077)	(147.927)	(237.712)	71.714
Resultados financieros netos	(2.111.557)	(492.836)	(932.506)	(154.573)
<b>Resultado antes de impuesto a las ganancias</b>	<b>135.397</b>	<b>1.707.676</b>	<b>(909.551)</b>	<b>469.430</b>
Impuesto a las ganancias	(744.105)	177.034	(265.307)	(223.082)
<b>Resultado del ejercicio / período</b>	<b>(608.708)</b>	<b>1.884.710</b>	<b>(1.174.858)</b>	<b>246.348</b>
<b>Otro resultado integral</b>				
<i>Conceptos que no serán reclasificados a resultados en períodos posteriores</i>				
- Diferencia de conversión	8.967.735	12.097.204	1.728.388	2.240.115
- Perdida por remediación relacionada con planes de beneficios definidos	(78.955)	(233.527)	-	-
- Impuesto a las ganancias diferido	18.891	58.060	-	-
<b>Otro resultado integral del ejercicio / período</b>	<b>8.907.671</b>	<b>11.921.737</b>	<b>1.728.388</b>	<b>2.240.115</b>
<b>Resultado integral del ejercicio / período</b>	<b>8.298.963</b>	<b>13.806.447</b>	<b>553.530</b>	<b>2.486.463</b>

Estado de Situación Financiera al 31 de diciembre de 2019 y 2018 y al 31 de marzo de 2020 y 2019:

(Expresado en miles de Pesos)	Al 31 de diciembre de		Al 31 de marzo de	
	2019	2018	2020	2019
<b>ACTIVO</b>				
<b>ACTIVO NO CORRIENTE</b>				
Propiedades, planta y equipos	43.437.071	24.995.781	49.016.872	30.880.787
Activos intangibles	2.477.204	1.460.913	2.656.344	1.717.703
Derechos de uso de activos	967.855	-	988.529	386.075
Créditos por ventas y otros créditos	948.935	760.334	924.285	855.773
<b>Total del activo no corriente</b>	<b>47.831.065</b>	<b>27.217.028</b>	<b>53.586.030</b>	<b>33.840.338</b>
<b>ACTIVO CORRIENTE</b>				
Inventarios	1.144.275	685.650	951.168	978.236
Créditos por ventas y otros créditos	4.880.541	2.917.754	4.545.349	3.421.487
Caja, bancos e inversiones corrientes	5.937.712	3.017.131	5.935.839	1.607.765
<b>Total del activo corriente</b>	<b>11.962.528</b>	<b>6.620.535</b>	<b>11.432.356</b>	<b>6.007.488</b>
Activos disponibles para la venta	1.953.989	-	2.210.029	-
<b>Total del activo</b>	<b>61.747.582</b>	<b>33.837.563</b>	<b>67.228.415</b>	<b>39.847.826</b>
<b>PATRIMONIO</b>				
Capital social	89.049	77.250	89.049	89.049
Reserva legal	250.214	23.172	250.214	250.214
Reserva facultativa	7.496.276	3.194.274	7.496.276	7.496.276
Pagos basados en acciones	-	47.011	-	66.239
Otro resultado integral	21.109.000	12.201.329	22.837.388	15.092.548
Resultados no asignados	(5.522.839)	(373.288)	(6.697.697)	(5.409.272)
<b>Total del patrimonio</b>	<b>23.421.700</b>	<b>15.169.748</b>	<b>23.975.230</b>	<b>17.585.054</b>
<b>PASIVO</b>				
<b>PASIVO NO CORRIENTE</b>				
Pasivos por impuesto diferido	3.869.259	2.027.865	4.424.443	2.408.905
Provisiones	1.266.379	610.212	1.196.359	715.188
Préstamos	23.302.949	11.099.483	24.657.252	12.132.234
Pasivo por arrendamientos	541.069	-	609.656	320.227
Planes de beneficios definidos	267.639	124.485	278.854	144.746
Remuneraciones y cargas sociales	62.110	-	13.385	-
Deudas comerciales y otras deudas	25.019	38.002	13.603	43.437
<b>Total del pasivo no corriente</b>	<b>29.334.424</b>	<b>13.900.047</b>	<b>31.193.552</b>	<b>15.764.737</b>
<b>PASIVO CORRIENTE</b>				
Provisiones	205.030	156.078	194.821	162.259
Préstamos	3.732.149	390.270	6.381.249	2.399.466
Remuneraciones y cargas sociales	572.431	126.144	292.670	117.001
Pasivo por arrendamientos	435.732	-	303.977	103.086
Pasivo por impuesto a las ganancias	-	701.258	-	696.071
Cargas fiscales	325.755	244.673	206.700	272.976
Deudas comerciales y otras deudas	3.458.258	3.149.345	4.392.122	2.747.176
<b>Total del pasivo corriente</b>	<b>8.729.355</b>	<b>4.767.768</b>	<b>11.771.539</b>	<b>6.498.035</b>
Pasivos atribuibles a activos disponibles para la venta	262.103	-	288.094	-
<b>Total del pasivo</b>	<b>38.325.882</b>	<b>18.667.815</b>	<b>43.253.185</b>	<b>22.262.772</b>
<b>Total pasivo y patrimonio</b>	<b>61.747.582</b>	<b>33.837.563</b>	<b>67.228.415</b>	<b>39.847.826</b>

*Estado de Cambios en el Patrimonio por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019:*

	Capital Social	Aporte irrevocable	Reserva legal	Reserva facultativa	Pagos basados en acciones	Resultados no asignados	Otro resultado integral	Total del patrimonio
<b>Saldos al 31 de diciembre de 2018</b>	<b>77.250</b>	-	<b>23.172</b>	<b>3.194.274</b>	<b>47.011</b>	<b>(373.288)</b>	<b>12.201.329</b>	<b>15.169.748</b>
<i>Según Asamblea General Ordinaria y Extraordinaria de Accionistas celebrada el 29 de marzo de 2019:</i>								
Aumento de capital (Nota 19.1)	11.799	-	-	-	-	(11.799)	-	-
Constitución de Reserva legal	-	-	227.042	-	-	(227.042)	-	-
Constitución de Reserva facultativa	-	-	-	4.302.002	-	(4.302.002)	-	-
Planes de compensación en acciones (Nota 22.1)	-	-	-	-	(47.011)	-	-	(47.011)
Resultado del ejercicio	-	-	-	-	-	(608.708)	-	(608.708)
Otro resultado integral del ejercicio	-	-	-	-	-	-	8.907.671	8.907.671
<b>Saldos al 31 de diciembre de 2019</b>	<b>89.049</b>	-	<b>250.214</b>	<b>7.496.276</b>	-	<b>(5.522.839)</b>	<b>21.109.000</b>	<b>23.421.700</b>

*Estado de Cambios en el Patrimonio por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018:*

	Capital Social	Aporte irrevocable	Reserva legal	Reserva facultativa	Pagos basados en acciones	Resultados no asignados	Otro resultado integral	Total del patrimonio
<b>Saldos al 31 de diciembre de 2017</b>	<b>115.859</b>	-	<b>23.172</b>	<b>2.804.695</b>	-	<b>(1.718.419)</b>	<b>279.592</b>	<b>1.504.899</b>
<i>Según Asamblea General Ordinaria y Extraordinaria de Accionistas celebrada el 4 de abril de 2018:</i>								
Constitución de Reserva facultativa	-	-	-	539.579	-	(539.579)	-	-
Constitución de aporte irrevocable	-	2.435.317	-	-	-	-	-	2.435.317
<i>Según Asamblea General Extraordinaria de Accionistas celebrada el 1 de julio de 2018:</i>								
Capitalización aporte irrevocable	2.435.317	(2.435.317)	-	-	-	-	-	-
Capitalización de Reserva facultativa	150.000	-	-	(150.000)	-	-	-	-
<i>Según Asamblea General Extraordinaria de Accionistas celebrada el 20 de julio de 2018:</i>								
Reducción de capital	(2.623.926)	-	-	-	-	-	-	(2.623.926)
Planes de compensación en acciones	-	-	-	-	47.011	-	-	47.011
Resultado del ejercicio	-	-	-	-	-	1.884.710	-	1.884.710
Otro resultado integral del ejercicio	-	-	-	-	-	-	11.921.737	11.921.737
<b>Saldos al 31 de diciembre de 2018</b>	<b>77.250</b>	-	<b>23.172</b>	<b>3.194.274</b>	<b>47.011</b>	<b>(373.288)</b>	<b>12.201.329</b>	<b>15.169.748</b>

*Estado de Cambios en el Patrimonio por el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2020:*

	Capital Social	Reserva legal	Reserva facultativa	Resultados no asignados	Otro resultado integral	Total del patrimonio
<b>Saldos al 31 de diciembre de 2019</b>	<b>89.049</b>	<b>250.214</b>	<b>7.496.276</b>	<b>(5.522.839)</b>	<b>21.109.000</b>	<b>23.421.700</b>
Resultado del período	-	-	-	(1.174.858)	-	(1.174.858)
Otro resultado integral del período	-	-	-	-	1.728.388	1.728.388
<b>Saldos al 31 de marzo de 2020</b>	<b>89.049</b>	<b>250.214</b>	<b>7.496.276</b>	<b>(6.697.697)</b>	<b>22.837.388</b>	<b>23.975.230</b>

*Estado de Flujos de Efectivo por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019 comparativo con el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018 y por el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2020 comparativo con el mismo período de 2019:*

(Expresados en miles de Pesos)	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		Periodo de tres meses finalizado el 31 de marzo de	
	2019	2018	2020	2019
<b>Flujos de efectivo de las actividades operativas</b>				
Resultado del ejercicio / período	(608.708)	1.884.710	(1.174.858)	246.348
<b>Ajustes para conciliar los flujos netos de efectivo provenientes de las actividades operativas:</b>				
Partidas que no afectan efectivo:				
Provisión para deudores incobrables	(37.362)	20.631	1.399	(10.050)
Diferencia de cambio	220.165	(79.027)	57.864	(105.108)
Descuento de pasivo por abandono de pozos	84.152	34.788	36.106	15.563
Incremento neto en provisiones	96.839	92.225	496	56.622
Descuento de activos y pasivos a valor presente	(19.526)	88.306	(12.666)	9.072
Descuento de pasivo por arrendamiento	94.686	-	27.780	12.904
Pagos basados en acciones	229.568	47.011	(47.434)	19.228
Resultado por venta de participación en subsidiarias	-	(93.498)	-	-
Impuesto a las ganancias	744.105	(177.034)	265.307	223.082
Planes de beneficios definidos	10.858	15.886	4.329	-
Partidas relacionadas con actividades de inversión:				
Depreciaciones de propiedades, planta y equipo y derecho de uso de activos	7.150.626	2.645.245	1.893.772	946.877
Amortización de activos intangibles	73.514	67.889	31.840	10.010
Deterioro de propiedades, planta y equipo	(221.487)	123.396	-	-
Ingresos por intereses	(6.938)	(18.022)	(1.076)	(1.017)
Cambios en el valor razonable de instrumentos financieros	(104.196)	21.391	137.712	(17.479)
Partidas relacionadas con actividades de financiamiento:				
Gastos por intereses	1.734.418	362.931	695.870	227.304
Costo amortizado	88.334	28.677	36.994	17.635
Cambios en activos y pasivos operativos:				
Créditos por ventas y otros créditos	(2.167.164)	(1.690.098)	409.468	(405.858)
Inventarios	(61.893)	311.190	2.861	(54.477)
Deudas comerciales y otras deudas	(451.352)	1.525.298	(137.728)	(207.475)
Plan de beneficios definidos	(31.671)	(241.288)	(91.157)	1.604
Remuneraciones y cargas sociales	317.528	18.086	(236.351)	(16.791)
Cargas fiscales	81.082	77.521	(119.055)	(8.367)
Provisiones	412.145	1.005.297	213.063	48.683
Impuesto a las ganancias pagado	(1.200.542)	(573.076)	(43.886)	-
<b>Flujos netos de efectivo generados por actividades operativas</b>	<b>6.427.181</b>	<b>5.498.435</b>	<b>1.950.650</b>	<b>1.008.310</b>
<b>Flujos de efectivo de las actividades de inversión</b>				
Adquisiciones de propiedades, planta y equipos	(9.704.243)	(2.978.385)	(3.195.660)	(3.645.223)
Adquisiciones de activos intangibles	(215.548)	(1.379.809)	(20.718)	(46.876)
Adquisiciones de negocios	-	(1.724.078)	-	-
Otros activos financieros	499.573	(567.337)	-	-
Intereses cobrados	-	2.297	1.076	-
<b>Flujos netos de efectivo (aplicados) en actividades de inversión</b>	<b>(9.420.218)</b>	<b>(6.647.312)</b>	<b>(3.215.302)</b>	<b>(3.692.099)</b>
<b>Flujos de efectivo de las actividades de financiación</b>				
Préstamos recibidos	11.306.376	8.272.243	4.890.450	1.517.232
Pago de préstamos - Intereses	(1.499.430)	-	(1.027.707)	(468.570)
Pago de costos por emisión de préstamos	(58.079)	(174.952)	(35.998)	-
Pago de préstamos - Capital	(5.160.800)	-	(2.669.156)	-
Pago de arrendamientos	(383.639)	-	(222.092)	-
<b>Flujos netos de efectivo generados por actividades de financiación</b>	<b>4.204.428</b>	<b>8.097.291</b>	<b>935.497</b>	<b>1.048.662</b>
<b>Aumento de efectivo y equivalente de efectivo neto</b>	<b>1.211.391</b>	<b>6.948.414</b>	<b>(329.155)</b>	<b>(1.635.127)</b>
Efectivo y equivalente de efectivo al inicio del ejercicio / período	2.456.871	325.490	5.620.293	2.456.871
Diferencia de conversión del efectivo y equivalente de efectivo	1.952.031	(4.817.033)	442.591	137.938
<b>Efectivo y equivalente de efectivo al cierre del ejercicio</b>	<b>5.620.293</b>	<b>2.456.871</b>	<b>5.733.729</b>	<b>959.682</b>
<b>Flujos de efectivo de las actividades de inversión</b>				
Adquisición de propiedad, planta y equipos a través de un incremento en deudas comerciales y otras deudas	1.433.946	940.200	2.433.767	500.157
Cambios en la provisión por abandono de pozos que impactan en propiedades, planta y equipos	255.944	340.535	217.264	-
Intercambio de activos	-	873.019	-	-

*Otra información financiera:*

(Expresado en miles de Pesos)	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		Periodo de tres meses finalizado el 31 de marzo de	
	2019	2018	2020	2019
(Pérdida) utilidad, neta	(608.708)	1.884.710	(1.174.858)	246.348
Impuesto a las ganancias devengado	744.105	(177.034)	265.307	223.082
Resultados financieros, netos	2.111.557	492.836	932.506	154.573
Depreciaciones y amortizaciones	7.224.140	2.713.134	1.925.612	956.887
Gastos de reestructuración	61.068	433.513	22.273	26.082
EBITDA Ajustado	9.532.162	5.347.159	1.970.840	1.606.972

**Resumen de información contable y financiera de la Sociedad (de acuerdo a NIIF en dólares)**

Los siguientes cuadros presentan un resumen de la información contable y financiera de la Sociedad por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2019, 2018 y 2017 que han sido preparados bajo NIIF en la moneda funcional de la Sociedad (los “**Estados Financieros en moneda funcional**”), la cual es el Dólar Estadounidense.

La Sociedad ha preparado los Estados Financieros en moneda funcional por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019 dando efecto retroactivo a la Fusión, a través de la aplicación del método de unificación de intereses. Bajo este método, se han incorporado los valores presentados, independientemente de cuando la combinación se llevó a cabo, como si siempre hubiesen estado combinadas, considerando que no ha habido ningún cambio en el control sobre los recursos combinados. Es por ello que la información expresada en Dólares Estadounidenses correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018 descrita en los cuadros siguientes surgen de la información comparativa de los Estados Financieros en moneda funcional de la Sociedad por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019.

La información correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2017 descrita en los cuadros siguientes no contempla el efecto de la mencionada Fusión y por ende este hecho podría afectar su comparabilidad con los ejercicios siguientes.

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.

*Estado de Resultado Integral por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2019, 2018 y 2017.*

(Expresados en miles de Dólares Estadounidenses)	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2019	2018	2017
Ingresos por ventas	411.454	393.489	198.075
Costo de ventas:			
Costos operativos	(112.089)	(112.319)	(77.461)
Fluctuación del inventario de petróleo	310	278	(7.566)
Depreciaciones, agotamiento y amortizaciones	(148.637)	(95.830)	(61.211)
Regalías	(58.676)	(60.027)	(28.163)
<b>Resultado bruto</b>	<b>92.362</b>	<b>125.591</b>	<b>23.674</b>
Gastos de comercialización	(27.126)	(24.683)	(13.264)
Gastos de administración	(20.496)	(15.903)	(6.744)
Gastos de exploración	(9)	(797)	(1.049)
Otros ingresos operativos	3.165	9.341	17.802
Otros egresos operativos	(4.421)	(16.415)	165
Deterioro de propiedades, planta y equipos	3.698	(5.257)	-
<b>Resultado operativo</b>	<b>47.173</b>	<b>71.877</b>	<b>20.554</b>
Ingresos por intereses	128	4.141	166
Gastos por intereses	(34.159)	(10.785)	(18)
Otros resultados financieros	(7.460)	(11.424)	(436)
Resultados financieros netos	(41.491)	(18.068)	(288)
<b>Resultado antes de impuesto a las ganancias</b>	<b>5.682</b>	<b>53.809</b>	<b>20.266</b>
Impuesto a las ganancias	(13.642)	(13.426)	(6.361)
<b>Resultado del ejercicio</b>	<b>(7.960)</b>	<b>40.383</b>	<b>13.905</b>
<b>Otro resultado integral</b>			
<i>Conceptos que no serán reclasificados a resultados en períodos posteriores</i>			
- Pérdida por remediación relacionada con planes de beneficios definidos	(1.577)	(3.565)	(355)
- Impuesto a las ganancias diferido	395	891	124
<b>Otro resultado integral del ejercicio / período</b>	<b>(1.182)</b>	<b>(2.674)</b>	<b>(231)</b>
<b>Resultado integral del ejercicio / período</b>	<b>(9.142)</b>	<b>37.709</b>	<b>13.674</b>

Estado de Situación Financiera al 31 de diciembre de 2019, 2018 y 2017:

(Expresado en miles Dólares estadounidenses)	Al 31 de diciembre de		
	2019	2018	2017
<b>ACTIVO</b>			
<b>ACTIVO NO CORRIENTE</b>			
Propiedades, planta y equipos	725.281	663.021	259.229
Activos intangibles	41.361	38.750	1.021
Derechos de uso de activos	16.161	-	-
Créditos por ventas y otros créditos	15.845	20.168	297
<b>Total del activo no corriente</b>	<b>798.648</b>	<b>721.939</b>	<b>260.547</b>
<b>ACTIVO CORRIENTE</b>			
Inventarios	19.106	18.187	8.215
Créditos por ventas y otros créditos	81.492	77.394	56.274
Caja, bancos e inversiones corrientes	99.144	80.031	36.835
<b>Total del activo corriente</b>	<b>199.742</b>	<b>175.612</b>	<b>101.324</b>
Activos disponibles para la venta	32.626	-	-
<b>Total del activo</b>	<b>1.031.016</b>	<b>897.551</b>	<b>361.871</b>
<b>PATRIMONIO</b>			
Capital social	51.052	50.780	39.239
Reserva legal	12.760	7.523	7.523
Reserva facultativa	492.451	393.212	385.033
Pagos basados en acciones	-	1.247	-
Otro resultado integral	(3.856)	(2.674)	(2.800)
Resultados no asignados	(161.330)	(48.622)	(148.684)
<b>Total del patrimonio</b>	<b>391.077</b>	<b>401.466</b>	<b>280.301</b>
<b>PASIVO</b>			
<b>PASIVO NO CORRIENTE</b>			
Pasivos por impuesto diferido	64.606	53.789	28.840
Provisiones	21.146	16.186	15.902
Préstamos	389.096	294.415	-
Pasivo por arrendamientos	9.034	-	-
Planes de beneficios definidos	4.469	3.302	4.683
Remuneraciones y cargas sociales	1.037	-	-
Cargas fiscales	-	-	2
Deudas comerciales y otras deudas	419	1.007	-
<b>Total del pasivo no corriente</b>	<b>489.807</b>	<b>368.699</b>	<b>49.427</b>
<b>PASIVO CORRIENTE</b>			
Provisiones	3.423	4.140	925
Préstamos	62.317	10.352	-
Remuneraciones y cargas sociales	9.558	3.346	2.540
Pasivo por arrendamientos	7.276	-	-
Pasivo por impuesto a las ganancias	-	18.601	1.401
Cargas fiscales	5.439	6.493	6.287
Deudas comerciales y otras deudas	57.743	84.454	20.990
<b>Total del pasivo corriente</b>	<b>145.756</b>	<b>127.386</b>	<b>32.143</b>
Pasivos atribuibles a activos disponibles para la venta	4.376	-	-
<b>Total del pasivo</b>	<b>639.939</b>	<b>496.085</b>	<b>81.570</b>
<b>Total pasivo y patrimonio</b>	<b>1.031.016</b>	<b>897.551</b>	<b>361.871</b>

Otra información financiera:

(Expresado en miles de Dólares estadounidenses)	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2019	2018	2017
(Pérdida) utilidad, neta	(7.960)	40.383	13.905
Impuesto a las ganancias devengado	13.642	13.426	6.361
Resultados financieros, netos	41.491	18.068	288
Depreciaciones y amortizaciones	148.637	95.830	61.211
Gastos de reestructuración	1.259	242	-
EBITDA Ajustado	197.068	167.949	81.765

**b) Indicadores**

Al 31 de diciembre de 2019, 2018 y 2017 y períodos de tres meses finalizados el 31 de marzo de 2020 y 2019:

	Al 31 de diciembre de			Al 31 de marzo de	
	2019	2018	2017	2020	2019
Liquidez Corriente (Activo Corriente / Pasivo Corriente)	1,37	1,39	3,11	0,97	0,92
Solvencia (Patrimonio Neto / Pasivo)	0,61	0,81	3,51	0,55	0,79
Inmovilización del capital (Activo No Corriente / Activo Total)	0,77	0,80	0,72	0,80	0,85
Rentabilidad (Resultado del ejercicio/ Patrimonio Neto Promedio)	0,03	-	N/A	0,05	N/A

**c) Capitalización y endeudamiento:**

**Endeudamiento**

El siguiente cuadro establece la deuda de corto y largo plazo y capitalización de la Sociedad en miles de Pesos al 31 de diciembre de 2019 y 2018 y al 31 de marzo de 2020 una base real. Véase “Razones para la oferta y destino de los fondos” de este Prospecto.

Esta información debe leerse junto con los Estados Financieros Auditados y los Estados Financieros Intermedios No Auditados, según corresponda, de la Sociedad incluidos en otra sección de este Prospecto y con la información contenida en “—Presentación de información financiera y de otro tipo”, “Destino de los Fondos” y “—f) Reseña y Perspectiva Operativa y Financiera”.

(Expresado en miles de Pesos)	Al 31 de diciembre de		Al 31 de marzo de	
	2019	2018	2020	2019
Préstamos				
A corto plazo	3.732.149	390.270	6.381.249	2.399.466
A largo plazo	23.302.949	11.099.483	24.657.252	12.132.234
Total préstamos	27.035.098	11.489.753	31.038.501	14.531.700
Patrimonio Neto				
Capital social suscrito	89.049	77.250	89.049	89.049
Reserva legal	250.214	23.172	250.214	250.214
Reserva facultativa	7.496.276	3.194.274	7.496.276	7.496.276
Opciones sobre acciones	-	47.011	-	66.239
Otro resultado integral	21.109.000	12.201.329	22.837.388	15.092.548
Resultados acumulados	(5.522.839)	(373.288)	(6.697.697)	(5.409.272)
Total patrimonio neto atribuible a los propietarios de la controladora	23.421.700	15.169.748	23.975.230	17.585.054
Capitalización total <sup>(1)</sup>	50.456.798	26.659.501	55.013.731	32.116.754

<sup>(1)</sup> Incluye total de préstamos más patrimonio neto

El siguiente cuadro establece la deuda de corto y largo plazo y capitalización de la Sociedad en miles de Dólares Estadounidenses al 31 de diciembre de 2019, 2018 y 2017 sobre una base real. Véase “*Razones para la oferta y destino de los fondos*” de este Prospecto.

Esta información debe leerse junto con los Estados Financieros en moneda funcional de la Sociedad incluidos en otra sección de este Prospecto y con la información contenida en “—*Presentación de información financiera y de otro tipo*”, “*Destino de los Fondos*” y “—*f) Reseña y Perspectiva Operativa y Financiera*”.

(Expresado en miles de Dólares estadounidenses)	Al 31 de diciembre de		
	2019	2018	2017
Préstamos			
A corto plazo	62.317	10.352	-
A largo plazo	389.096	294.415	-
Total préstamos	451.413	304.767	-
Patrimonio Neto			
Capital social suscrito	51.052	50.780	39.239
Reserva legal	12.760	7.523	7.523
Reserva facultativa	492.451	393.212	385.033
Opciones sobre acciones	-	1.247	-
Otro resultado integral	(3.856)	(2.674)	(2.800)
Resultados acumulados	(161.330)	(48.622)	(148.684)
Total patrimonio neto atribuible a los propietarios de la controladora	391.077	401.466	280.301
Capitalización total <sup>(1)</sup>	842.490	706.233	280.301
<sup>(1)</sup> Incluye total de préstamos más patrimonio neto			
Préstamos			
A corto plazo	62.317	10.352	-
Otras deudas bancarias y financieras	62.317	10.352	-
A largo plazo	389.096	294.415	-
Otras deudas bancarias y financieras	389.096	294.415	-
Total de préstamos	451.413	304.767	-

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: a inversiones en activos físicos y bienes de capital situados en el país, adquisición de fondos de comercio situados en el país, integración de capital de trabajo en el país o refinanciación de pasivos, a la integración de aportes de capital en sociedades controladas o vinculadas a la Emisora, a la adquisición de participaciones sociales y/o financiamiento del giro comercial del negocio de la Sociedad, 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.

#### e) Cambios Significativos

Para más información sobre Cambios Significativos, véase “*Información del Emisor—Hechos Recientes*” y “*Antecedentes Financieros—f) Reseña y Perspectiva Operativa y Financiera—Deuda*” de este Prospecto.

## f) Reseña y Perspectiva Operativa y Financiera

(Expresado en miles de Pesos)	Al 31 de marzo de 2020	% de ingresos	Al 31 de marzo de 2019	% de ingresos
<b>Ingresos por ventas</b>	<b>4.492.193</b>	<b>100%</b>	<b>3.621.239</b>	<b>100%</b>
Costo de ventas:				
Costos de operación	(1.443.037)	(32%)	(1.082.474)	(30%)
Fluctuación de stock	42.093	1%	51.850	1%
Depreciaciones, agotamiento y amortizaciones	(1.925.612)	(43%)	(956.887)	(26%)
Regalías	(666.633)	(15%)	(554.792)	(15%)
<b>Resultado bruto</b>	<b>499.004</b>	<b>11%</b>	<b>1.078.936</b>	<b>30%</b>
Gastos de comercialización	(381.384)	(8%)	(222.708)	(6%)
Gastos de administración	(212.647)	(5%)	(172.357)	(5%)
Gastos de exploración	-	0%	-	0%
Otros ingresos operativos	140.751	3%	22.953	1%
Otros egresos operativos	(22.769)	(1%)	(82.821)	(2%)
<b>Resultado operativo</b>	<b>22.955</b>	<b>1%</b>	<b>624.003</b>	<b>17%</b>
Ingresos por intereses	1.076	0%	1.017	0%
Gastos por intereses	(695.870)	(15%)	(227.304)	(6%)
Otros resultados financieros	(237.712)	(5%)	71.714	2%
Resultados financieros netos	(932.506)	<b>(21%)</b>	(154.573)	<b>(4%)</b>
<b>Resultado antes de impuesto a las ganancias</b>	<b>(909.551)</b>	<b>(20%)</b>	<b>469.430</b>	<b>13%</b>
Impuesto a las ganancias	(265.307)	(6%)	(223.082)	(6%)
<b>Resultado del período</b>	<b>(1.174.858)</b>	<b>(26%)</b>	<b>246.348</b>	<b>7%</b>
<b>Otro resultado integral</b>				
<i>Conceptos que no serán reclasificados a resultados en períodos posteriores</i>				
- Diferencia de conversión	1.728.388	38%	2.240.115	62%
- Pérdida por remediación relacionada con planes de beneficios definidos	-	0%	-	0%
- Impuesto a las ganancias diferido	-	0%	-	0%
<b>Otro resultado integral del período</b>	<b>1.728.388</b>	<b>38%</b>	<b>2.240.115</b>	<b>62%</b>
<b>Resultado integral del período</b>	<b>553.530</b>	<b>12%</b>	<b>2.486.463</b>	<b>69%</b>

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.

La información contable y financiera presentada en Dólares Estadounidenses por los períodos de tres meses finalizados el 31 de marzo de 2020 y 2019 incluida en los cuadros siguientes de esta sección no surge de estados financieros auditados o revisados por los auditores externos de la Sociedad. Se presenta a fines informativos de referencia con la moneda funcional de la Sociedad.

## Panorama general

Vista Argentina es titular y operadora de activos de producción convencionales de alta calidad, bajo costo de operación y altos márgenes ubicada 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, así como desarrollando los 134.000 acres netos sobre los que tenemos derecho en la formación Vaca Muerta.

De acuerdo con la Secretaría de Energía, al 31 de diciembre de 2019, éramos el cuarto mayor productor de petróleo no convencional en Argentina, con 8 pozos. Nuestra producción diaria promedio fue de 28.741 boe/d en el año finalizado el 31 de diciembre de 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 2019 contábamos con Reservas Probadas equivalentes a 101,5 MMboe, 52% de ellas ubicadas en yacimientos *shale*, y de las cuales aproximadamente el 70% 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.

## 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.

### Ingresos por ventas

A continuación, se proporciona información detallada sobre nuestros ingresos por ventas con clientes:

Tipo de bien (Expresado en miles de Dólares Estadounidenses)	Periodo de tres meses finalizado el 31 de marzo de	
	2020	2019
Ingresos por petróleo crudo	61.326	72.444
Ingresos por gas natural	9.927	18.782
Ingresos por GNL	1.222	1.382
<b>Ingresos por ventas</b>	<b>72.475</b>	<b>92.608</b>

Tipo de bien (Expresado en miles de Pesos)	Periodo de tres meses finalizado el 31 de marzo de	
	2020	2019
Ingresos por petróleo crudo	3.797.727	2.832.808
Ingresos por gas natural	619.249	734.430
Ingresos por GNL	75.217	54.001
<b>Ingresos por ventas</b>	<b>4.492.193</b>	<b>3.621.239</b>

El total de ingresos por ventas ascendió a Ps. 4.492 millones durante el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2020, comparado con Ps. 3.621 millones durante el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2019. Este incremento se debe principalmente a un aumento en el precio de venta del petróleo de 21%, sumado al aumento en la producción de petróleo, impulsada por el desarrollo de Vaca Muerta en Bajada del Palo Oeste durante el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2020.

Los ingresos de petróleo crudo ascendieron a Ps. 3.798 millones durante el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2020, en comparación con Ps. 2.833 millones durante el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2019, lo que representó el 85% y el 78% de nuestros ingresos totales por ventas, respectivamente. Este incremento se debe principalmente a un aumento del 21% en los volúmenes vendidos, impulsados por la adición de 5,3 Mboe de la producción de petróleo shale de Bajada del Palo Oeste el primer trimestre de 2020 en relación al primer trimestre de 2019, y un aumento del precio realizado de 19% en el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2020 respecto del mismo período de 2019

El volumen total de petróleo crudo vendido fue de 1.425 Mbbl durante los tres meses del período finalizado el 31 de marzo de 2020, comparado con 1.174 Mbbl durante el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2019.

El precio promedio del petróleo crudo fue de Ps. 2.664/bbl durante los tres meses del período finalizado el 31 de marzo de 2020, un aumento de 21% comparado con Ps. 2.239/bbl durante el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2019.

Los ingresos de gas natural ascendieron a Ps. 619 millones durante el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2020, en comparación con Ps. 734 millones del período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2019, lo que representó el 14% y 20% de nuestros ingresos totales por ventas, respectivamente. Esta caída se debe principalmente a una menor producción de gas, la cual disminuyó 12% el período de tres meses terminado el 31 de marzo de 2020 respecto al mismo período de 2019.

El volumen total de gas natural vendido fue de 781 Mboe durante los tres meses del período finalizado el 31 de marzo de 2020, comparado con 779 Mboe durante el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2019.

El precio de venta promedio de gas natural fue de Ps. 135,1/MMBtu durante el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2020, el cual representa una disminución de 7% en comparación con Ps. 145,7/MMBtu durante el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2019.

Las ventas de gas natural durante el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2020 se realizaron a clientes industriales (61%), distribuidores y clientes de GNC (31%) y al segmento de generación de energía y comerciantes a través del mercado spot (8%).

Los ingresos de GNL aumentaron a Ps. 75 millones durante el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2020, en comparación con Ps. 54 millones durante el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2019, lo que representó el 2% y el 1% de nuestros ingresos totales ventas, respectivamente.

## Costo de Ventas

<i>(Expresado en miles de Dólares Estadounidenses)</i>	Periodo de tres meses finalizado el 31 de marzo de	
	2020	2019
Costos de operación	(23.800)	(27.682)
Fluctuación de stock	449	1.326
Depreciación, agotamiento y amortización	(30.897)	(24.471)
Regalías	(10.701)	(14.188)
<b>Costo de ventas</b>	<b>(64.949)</b>	<b>(65.015)</b>

<i>(Expresado en miles de Pesos)</i>	Periodo de tres meses finalizado el 31 de marzo de	
	2020	2019
Costos de operación	(1.443.037)	(1.082.474)
Fluctuación de stock	42.093	51.850
Depreciación, agotamiento y amortización	(1.925.612)	(956.887)
Regalías	(666.633)	(554.792)
<b>Costo de ventas</b>	<b>(3.993.189)</b>	<b>(2.542.303)</b>

El costo de ventas ascendió a Ps. 3.993 millones durante el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2020, en comparación con el mismo período del año anterior de Ps. 2.542 millones. El costo total de ventas incluyó fluctuaciones en los costos operativos, depreciaciones, agotamiento y amortizaciones y regalías. Este aumento se debe principalmente a un crecimiento de los costos operativos, impulsados por un mayor nivel de actividad y el impacto del aumento del nivel general de precios en las tarifas de los contratos existentes y parcialmente compensados por eficiencias operativas, crecimiento en las depreciaciones, agotamiento y amortizaciones asociados a mayores niveles de inversión y un aumento en regalías debido a un mayor volumen de ventas.

Los costos de operación ascendieron a Ps. 1.443 millones durante el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2020, en comparación con Ps. 1.082 millones durante el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2019, lo que representó el 36% y 42% de nuestro costo de ventas, respectivamente. Este aumento se debe a un crecimiento del 22% en Consumo de materiales y reparaciones, 13% en Honorarios y retribuciones por servicios, 67% en Servidumbre y cánones, 97% en Sueldos y cargas sociales, 80% en Transporte, 227% en Beneficios a empleados y 94% en Diversos, en todos los casos en el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2020 respecto al mismo período del año anterior.

La depreciación, el agotamiento y la amortización ascendieron a Ps. 1.926 millones durante el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2020, en comparación con Ps. 957 millones durante el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2019, lo que representó el 48% y 38% de nuestro costo de ventas, respectivamente. Este aumento se debe principalmente a las altas de propiedad, planta y equipos por Ps. 4.289 millones en el primer trimestre de 2020, principalmente impulsadas por inversiones en el desarrollo de Vaca Muerta en Bajada del Palo Oeste.

Las regalías ascendieron a Ps. 667 millones durante el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2020, en comparación con Ps. 555 millones durante el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2019, lo que representó el 17% y el 22% de nuestro costo de ventas, respectivamente. Este aumento se debe principalmente al aumento del volumen del 21% en el primer trimestre del 2020 respecto al mismo período del año anterior.

### *Utilidad bruta*

La utilidad bruta ascendió a Ps. 449 millones durante el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2020, en comparación con Ps. 1.079 millones durante el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2019, lo que representó el 11% y 30% de los ingresos por ventas, respectivamente.

### *Gastos de comercialización*

Los gastos de comercialización ascendieron a Ps. 381 millones durante el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2020, en comparación con Ps. 223 millones durante el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2019, lo que representó el 8% y el 6% de nuestros ingresos por ventas, respectivamente. Esto se debe principalmente a un aumento en Impuestos, tasas y contribuciones del 37 %, Transporte del 100% y Impuesto sobre transacciones bancarias del 66%, en todos los casos en el período de tres meses que finalizado el 31 de marzo de 2020 respecto al mismo período del año anterior.

### *Gastos de administración*

Los gastos generales y de administración ascendieron a Ps. 213 millones durante el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2020, en comparación con Ps. 172 millones durante el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2019, lo que representó el 5% y el 5% de nuestros ingresos por ventas, respectivamente. Este aumento se debe principalmente a un incremento en Salarios y contribuciones sociales del 251%, Beneficios a empleados del 16% y Publicidad y promoción institucional del 1.483% durante el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2020 en comparación al período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2019. Estos incrementos fueron parcialmente compensados por una variación de Gastos por pagos basados en acciones, los cuales fueron una ganancia de Ps. 47 millones en el primer trimestre de 2020 en comparación con una pérdida por Ps. 19 millones en el mismo trimestre del año anterior.

### *Otros ingresos operativos*

Otros ingresos operativos ascendieron a Ps. 141 millones durante el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2020, en comparación con Ps. 23 millones durante el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2019. Este aumento se debe principalmente a un aumento del 166% Servicios de terceros y 3.937% en Otros en el primer trimestre de 2020 respecto al mismo período de 2019 no se reconoció ingreso por tal concepto.

### *Otros egresos operativos*

Otros egresos operativos totalizaron Ps. 23 millones durante el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2020, en comparación con Ps. 83 millones durante el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2019. Esto se debe principalmente a la variación en la Provisión por obsolescencia de inventarios, la cual alcanzó una ganancia de Ps. 2 millones durante el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2020, en comparación a una pérdida de Ps. 52 millones en el mismo período de 2019.

### *Utilidad Operativa*

La utilidad operativa ascendió a Ps. 23 millones durante el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2020, en comparación con Ps. 624 millones durante el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2019, lo que representó el 1% y el 17% de nuestros ingresos por ventas, respectivamente.

### *Ingresos por intereses*

Los ingresos por intereses fueron Ps. 1 millón en tanto durante el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2020 como durante el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2019.

### *Gastos por intereses*

Los gastos por intereses ascendieron a Ps. 696 millones durante el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2020, en comparación con Ps. 227 millones durante el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2019. Este aumento se debe principalmente por un incremento de la deuda promedio a Ps. 22.785 millones en el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2020 respecto a los Ps. 7.266 millones en el mismo período del trimestre anterior.

### *Otros Resultados Financieros*

Otros resultados financieros alcanzaron una pérdida de Ps. 238 millones durante el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2020, en comparación a una ganancia de Ps. 72 millones durante el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2019. Esta variación se debe principalmente por una mayor pérdida por Costo amortizado, la cual aumentó un 110% en el primer trimestre de 2020 respecto al primer trimestre de 2019, diferencia de cambio, el cual totalizó una pérdida de Ps. 58 millones respecto a una ganancia de Ps. 105 millones en el primer trimestre de 2020 y 2019, respectivamente, una mayor pérdida del 115% en Descuento de pasivo por arrendamiento en el primer trimestre de 2020 respecto al mismo trimestre del año anterior, una mayor pérdida del 132% en Descuento de pasivo por abandono de pozos en el primer trimestre de 2020 respecto al mismo trimestre del año anterior, y un aumento por Otros resultados financieros del 971% en el período de tres meses terminados el 31 de marzo de 2020 respecto al período de tres meses terminado el 31 de marzo de 2019. Los efectos antes mencionados fueron parcialmente compensados por la variación en Descuento de activos y pasivos a valor presente, que alcanzó una ganancia de Ps. 13 millones respecto a una pérdida de 9 millones en el primer trimestre de 2020 y 2019, respectivamente.

### *Utilidad antes del Impuesto a las ganancias*

La Utilidad antes del impuesto a las ganancias alcanzó una pérdida de Ps. 910 millones para el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2020, en comparación con una ganancia de Ps. 469 millones para el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2019.

### *Gasto de impuesto a las ganancias*

El gasto de impuesto a las ganancias alcanzó una pérdida de Ps. 265 millones durante el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2020, comparado con Ps. 223 millones durante el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2019. Esta variación se debió principalmente a un cambio en la tasa efectiva de impuesto a las ganancias como consecuencia de varios efectos, entre los cuales podemos mencionar al ajuste por inflación impositivo y el efecto conversión de las partidas no monetarias.

### *Utilidad (pérdida) neta del período*

La utilidad neta alcanzó una pérdida de Ps. 1.175 millones durante el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2020, en comparación con una ganancia neta de Ps. 246 millones durante el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2019.

*Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019 comparado con el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018 (de acuerdo a NIIF)*

<i>(Expresado en miles de Dólares Estadounidenses)</i>	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de			
	2019	% de ingresos	2018	% de ingresos
<b>Ingresos por ventas</b>	<b>411.454</b>	<b>100%</b>	<b>393.489</b>	<b>100%</b>
Costo de ventas:				
Costos de operación	(112.089)	(27%)	(112.319)	(29%)
Fluctuación de stock	310	0%	278	0%
Depreciaciones, agotamiento y amortizaciones	(148.637)	(36%)	(95.830)	(24%)
Regalías	(58.676)	(14%)	(60.027)	(15%)
<b>Resultado bruto</b>	<b>92.362</b>	<b>22%</b>	<b>125.591</b>	<b>32%</b>
Gastos de comercialización	(27.126)	(7%)	(24.683)	(6%)
Gastos de administración	(20.496)	(5%)	(15.903)	(4%)
Gastos de exploración	(9)	0%	(797)	0%
Otros ingresos operativos	3.165	1%	9.341	2%
Otros egresos operativos	(4.421)	(1%)	(16.415)	(4%)
Deterioro de propiedades, planta y equipos	3.698	1%	(5.257)	(1%)
<b>Resultado operativo</b>	<b>47.173</b>	<b>11%</b>	<b>71.877</b>	<b>18%</b>
Ingresos por intereses	128	0%	4.141	1%
Gastos por intereses	(34.159)	(8%)	(10.785)	(3%)
Otros resultados financieros	(7.460)	(2%)	(11.424)	(3%)
<b>Resultados financieros netos</b>	<b>(41.491)</b>	<b>(10%)</b>	<b>(18.068)</b>	<b>(5%)</b>
<b>Resultado antes de impuesto a las ganancias</b>	<b>5.682</b>	<b>1%</b>	<b>53.809</b>	<b>14%</b>
Impuesto a las ganancias	(13.642)	(3%)	(13.426)	(3%)
<b>Resultado del ejercicio</b>	<b>(7.960)</b>	<b>(2%)</b>	<b>40.383</b>	<b>10%</b>
<b>Otro resultado integral</b>				
<i>Conceptos que no serán reclasificados a resultados en períodos posteriores</i>				
- Pérdida por remediación relacionada con planes de beneficios definidos	(1.577)	0%	(3.565)	(1%)
- Impuesto a las ganancias diferido	395	0%	891	0%
<b>Otro resultado integral del ejercicio</b>	<b>(1.182)</b>	<b>0%</b>	<b>(2.674)</b>	<b>(1%)</b>
<b>Resultado integral del ejercicio</b>	<b>(9.142)</b>	<b>(2%)</b>	<b>37.709</b>	<b>10%</b>

## Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de

*(Expresado en miles de Pesos)*

	2019	% de ingresos	2018	% de ingresos
<b>Ingresos por ventas</b>	<b>19.704.935</b>	<b>100%</b>	<b>11.417.015</b>	<b>100%</b>
Costo de ventas:				
Costos de operación	(5.289.793)	(27%)	(3.119.797)	(27%)
Fluctuación de stock	(37.070)	0%	(8.413)	0%
Depreciaciones, agotamiento y amortizaciones	(7.224.140)	(37%)	(2.713.134)	(24%)
Regalías	(2.785.930)	(14%)	(1.741.623)	(15%)
<b>Resultado bruto</b>	<b>4.368.002</b>	<b>22%</b>	<b>3.834.048</b>	<b>34%</b>
Gastos de comercialización	(1.303.421)	(7%)	(748.236)	(7%)
Gastos de administración	(977.687)	(5%)	(448.820)	(4%)
Gastos de exploración	(738)	0%	(20.218)	0%
Otros ingresos operativos	155.650	1%	217.055	2%
Otros egresos operativos	(216.339)	(1%)	(509.921)	(4%)
Deterioro de propiedades, planta y equipos	221.487	1%	(123.396)	(1%)
<b>Resultado operativo</b>	<b>2.246.954</b>	<b>11%</b>	<b>2.200.512</b>	<b>19%</b>
Ingresos por intereses	6.938	0%	18.022	0%
Gastos por intereses	(1.734.418)	(9%)	(362.931)	(3%)
Otros resultados financieros	(384.077)	(2%)	(147.927)	(1%)
<b>Resultados financieros netos</b>	<b>(2.111.557)</b>	<b>(11%)</b>	<b>(492.836)</b>	<b>(4%)</b>
<b>Resultado antes de impuesto a las ganancias</b>	<b>135.397</b>	<b>1%</b>	<b>1.707.676</b>	<b>15%</b>
Impuesto a las ganancias	(744.105)	(4%)	177.034	2%
<b>Resultado del ejercicio</b>	<b>(608.708)</b>	<b>(3%)</b>	<b>1.884.710</b>	<b>17%</b>
<b>Otro resultado integral</b>				
<i>Conceptos que no serán reclasificados a resultados en períodos posteriores</i>				
- Diferencia de conversión	8.967.735	46%	12.097.204	106%
- Pérdida por remediación relacionada con planes de beneficios definidos	(78.955)	0%	(233.527)	(2%)
- Impuesto a las ganancias diferido	18.891	0%	58.060	1%
<b>Otro resultado integral del ejercicio</b>	<b>8.907.671</b>	<b>45%</b>	<b>11.921.737</b>	<b>104%</b>
<b>Resultado integral del ejercicio</b>	<b>8.298.963</b>	<b>42%</b>	<b>13.806.447</b>	<b>121%</b>

### *Ingresos por contratos con clientes*

A continuación, se proporciona información detallada sobre nuestros ingresos por ventas:

<i>Tipo de bien</i> <i>(Expresado en miles de Dólares Estadounidenses)</i>	<b>Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de</b>	
	<b>2019</b>	<b>2018</b>
Ingresos por petróleo crudo	334.819	304.966
Ingresos por gas natural	70.455	80.413
Ingresos por GNL	6.180	8.110
<b>Ingresos por ventas</b>	<b>411.454</b>	<b>393.489</b>

<i>Tipo de bien</i> <i>(Expresado en miles de Pesos)</i>	<b>Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de</b>	
	<b>2019</b>	<b>2018</b>
Ingresos por petróleo crudo	16.109.353	8.901.918
Ingresos por gas natural	3.313.034	2.291.539
Ingresos por GNL	282.548	223.558
<b>Ingresos por ventas</b>	<b>19.704.935</b>	<b>11.417.015</b>

El total de ingresos por ventas ascendió a Ps. 19.705 millones en 2019, lo que representó un aumento en comparación con los Ps. 11.417 millones en 2018. Este incremento se debe principalmente a un aumento en el volumen vendido, principalmente impulsado por el desarrollo de Vaca Muerta en Bajada del Palo Oeste y a un aumento de los precios promedio realizados de petróleo crudo y gas natural del 29% y 16%, respectivamente, durante el 2019 en comparación al 2018.

Los ingresos por ventas de petróleo crudo ascendieron a Ps. 16.109 millones en 2019 comparado con Ps. 8.902 millones en 2018, que fueron equivalentes al 82% y al 78% de nuestros ingresos por ventas, respectivamente. Este incremento se debe principalmente al incremento del volumen vendido, impulsado por el desarrollo del *acreage shale* de Bajada del Palo Oeste en 2019, junto al incremento del precio promedio de venta del 29% en el año 2019 respecto al año 2018.

El volumen total de petróleo crudo vendido fue de 6.594 Mbbl durante el 2019, en comparación con 3.120 Mbbl en el 2018.

El precio promedio de venta de crudo realizado fue de Ps. 2.639/bbl durante el 2019, un aumento de 29% comparado con Ps.2.041/bbl durante el 2018.

Los ingresos por ventas de gas natural ascendieron a Ps. 3.313 millones durante el 2019, comparado con los Ps. 2.292 millones durante el 2018, que fueron equivalentes al 17% y al 20% de nuestros ingresos por ventas, respectivamente. Este aumento se debe principalmente a un incremento en el volumen vendido del 39% y en el precio promedio de venta del 29% durante el 2019.

El volumen total de gas natural vendido fue de 3.641 Mboe durante el 2019, comparado con 3.120 Mboe durante el 2018.

El precio promedio de venta de gas natural realizado fue de Ps. 158,5/MMBtu durante el 2019, un incremento de 16% en comparación con Ps. 136,4/MMBtu durante el 2018.

Los ingresos por ventas de GNL ascendieron a Ps. 283 millones durante el 2019, comparado con Ps. 224 millones durante el 2018, que fueron equivalentes al 1% y 2% de nuestros ingresos por ventas, respectivamente.

### Costo de ventas

<i>(Expresado en miles de Dólares Estadounidenses)</i>	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de	
	2019	2018
Costos de operación	(112.089)	(112.319)
Fluctuación de stock	310	278
Depreciación, agotamiento y amortización	(148.637)	(95.830)
Regalías	(58.676)	(60.027)
<b>Costo de ventas</b>	<b>(319.092)</b>	<b>(267.898)</b>

<i>(Expresado en miles de Pesos)</i>	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de	
	2019	2018
Costos de operación	(5.289.793)	(3.119.797)
Fluctuación de stock	(37.070)	(8.413)
Depreciación, agotamiento y amortización	(7.224.140)	(2.713.134)
Regalías	(2.785.930)	(1.741.623)
<b>Costo de ventas</b>	<b>(15.336.933)</b>	<b>(7.582.967)</b>

El costo de ventas ascendió a Ps. 15.337 millones durante el 2019 comparado con los Ps. 7.583 millones durante el 2018. 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 un aumento en los costos operativos del 70%, en Depreciaciones, agotamiento y amortizaciones del 166% y regalías del 60%, en todos los casos durante el 2019 respecto al 2018.

Los costos de operación ascendieron a Ps.5.290 millones durante el 2019, comparado con los Ps. 3.120 millones durante el 2018, que fueron equivalentes al 34% y al 41% de nuestro total de costo de ventas, respectivamente. Este aumento se debe principalmente a al incremento en Consumo de materiales, Honorarios y retribuciones, Servidumbre y canones, Sueldos y cargas sociales, Transporte y Beneficios a empleados, los cuales aumentaron 39%, 62%, 79%, 124%, 88% y 177%, respectivamente, en 2019 respecto a 2018, el cual fue parcialmente compensado por una mejora en la eficiencia operativa en el 2019.

La depreciación, agotamiento y amortización ascendió a Ps.7.224 millones durante el 2019, comparado con los Ps. 2.713 millones durante el 2018, que fueron equivalentes al 47% y 36% de nuestro total de costo de ventas, respectivamente. Este incremento fue impulsado principalmente por las altas de propiedad, planta y equipos que alcanzaron Ps. 10.533 millones durante el 2019, relacionadas principalmente con el desarrollo de Vaca Muerta en Bajada del Palo Oeste.

Las regalías ascendieron a Ps. 2.786 millones durante el 2019, comparado con los Ps. 1.742 millones durante el 2018, que fueron equivalentes al 18% y 23% de nuestro total de costo de ventas, respectivamente. Este aumento fue impulsado principalmente por el incremento del volumen vendido del 29% en 2019 respecto al 2018.

### Utilidad bruta

La utilidad bruta ascendió a Ps. 4.638 millones durante el 2019, comparado con los Ps. 3.834 millones durante el 2018, que fueron equivalentes al 22% y 34% de nuestro total de ingresos ventas, respectivamente.

### Gastos de comercialización

Los gastos de comercialización ascendieron a Ps. 1.303 millones durante el 2019, comparado con los Ps. 748 millones durante el 2018, que fueron equivalentes al 7% y 7% de nuestros ingresos por ventas, respectivamente. Este incremento se debe principalmente a un incremento del 72% en Impuestos, tasas y contribuciones, del 149% en Transporte y del 36% en Impuesto sobre transacciones bancarias, en todos los casos en el año 2019 respecto al 2018. Dichos efectos fueron parcialmente compensados por la variación del

cargo por deudores incobrables, la cual alcanzó una ganancia de Ps. 37 millones en 2019 en comparación a una pérdida de Ps. 21 millones en el año anterior.

#### *Gastos de administración*

Los gastos de administración ascendieron a Ps. 978 millones durante el 2019 comparado con Ps. 449 millones durante el 2018, que fueron equivalentes al 5% y 4% de nuestro total de ingresos por ventas, respectivamente. Este incremento se debe principalmente al incremento del 23% en Honorarios y compensación por servicios, 171% en Salarios y contribuciones sociales, 388% en Gastos por pagos basados en acciones, 137% en Beneficios a empleados, 518% en Publicidad y promoción institucional y 79% en Otros, en todos los casos en 2019 respecto a 2018.

#### *Gastos de exploración*

Los gastos de exploración disminuyeron a Ps. 1 millón durante el año 2019, comparado con Ps. 20 millones durante el 2018. Esta disminución se debió principalmente a una menor actividad de exploración durante el 2019.

#### *Otros ingresos operativos*

Los otros ingresos operativos disminuyeron a Ps. 156 millones durante el 2019, comparado con Ps.217 millones durante el 2018. Esta disminución se debió principalmente a la variación en Compensación Plan Gas, Resultado por venta de participación en subsidiarias y Otros, los cuales totalizaron cero en 2019 y habían alcanzado Ps. 13 millones, Ps. 93 millones y Ps. 12 millones en 2018, respectivamente.

#### *Otros egresos operativos*

Los otros egresos operativos alcanzaron una pérdida de Ps. 216 millones durante el 2019, comparado con una pérdida de Ps.510 millones durante el 2018. Esta disminución se debió principalmente a una caída en los Gastos de reestructuración del 86% en 2019 respecto a 2018 y el Resultado por abandono de pozos, que totalizó una pérdida de Ps. 8 millones durante el 2019, en comparación con una ganancia de Ps. 54 millones el año anterior.

#### *Deterioro de Propiedades, planta y equipos*

Durante los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018, la Sociedad reconoció un recupero / (cargo) de deterioro de propiedades, planta y equipos de Ps. 221 millones y Ps. 123 millones, respectivamente correspondientes la UGE de concesiones operadas convencionales de petróleo y gas. El recupero mencionado está vinculado principalmente con un incremento de las reservas probadas y en los precios futuros de petróleo crudo, gas natural y GLP.

#### *Utilidad operativa*

La utilidad operativa ascendió a Ps. 2.247 millones durante el 2019, comparado con Ps. 2.201 millones durante el 2018, que fueron equivalentes al 11% y 19% de nuestro total de ingresos por venta, respectivamente.

#### *Ingresos por Intereses*

Los intereses por intereses ascendieron a Ps. 7 millones durante el 2019 comparado con Ps. 18 millones durante el 2018.

#### *Gastos por Intereses*

Los gastos por intereses ascendieron a Ps.1.734 millones durante el 2019, mientras que durante el 2018 los gastos por intereses han Ps. 363 millones. Este aumento se debe principalmente a un incremento de la deuda promedio a Ps.19.262 millones en 2019 respecto a Ps.5.745 millones en año anterior.

#### *Otros resultados financieros*

Los otros resultados financieros totalizaron una pérdida de Ps. 384 millones durante el 2019, comparado con Ps. 148 millones de pérdida durante el 2018. Esta variación se debió, principalmente a una variación de Costo amortizado del 208%, de Descuento de pasivo por abandono de pozos del 142%, en Diferencia de cambio que totalizó una pérdida de Ps. 220 millones en 2019 en comparación a una ganancia de

Ps. 79 millones en el año anterior y en Descuento de pasivo por arrendamiento que totalizó una pérdida de Ps. 95 millones en 2019, mientras que fue cero en 2018. Estos efectos fueron parcialmente compensados por la variación en Descuento de activos y pasivos a valor presente, que alcanzó una ganancia de Ps. 20 millones respecto a una pérdida de Ps. 88 millones en 2018, en Cambios en el valor razonable de instrumentos financieros, que alcanzó una ganancia de Ps. 104 millones respecto a una pérdida de Ps. 21 millones en 2018, y a la caída del 62% en otros en 2019 respecto a 2018.

#### *Utilidad antes de impuestos*

La utilidad antes de impuestos ascendió a Ps. 135 millones para el 2019, en comparación con la utilidad de Ps. 1.708 millones para el 2018.

#### *Gasto de impuesto a las ganancias*

El gasto por impuesto a las ganancias ascendió a Ps. 744 millones durante el 2019, comparado con una ganancia de Ps. 177 millones durante el 2018. Esta variación se debe principalmente a un cambio en la tasa efectiva de impuesto a las ganancias como consecuencia de varios efectos, entre los cuales podemos mencionar al ajuste por inflación impositivo y el efecto conversión de las partidas no monetarias.

#### *(Pérdida) / Utilidad neta período*

La Utilidad neta del período fue una pérdida de Ps. 609 millones durante el 2019, comparada con una utilidad neta de Ps. 1.885 millones durante el 2018.

#### *Deuda*

Al 31 de marzo de 2020 teníamos deuda insoluble por un total de Ps 22.785 millones.

El 19 de julio de 2018 Vista Argentina como prestataria, Vista Oil & Gas, S.A.B. de C.V., 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**”). VHII es garante desde el 22 de octubre de 2018.

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 insolubles relacionados con el contrato de crédito puente por US\$260 millones celebrado el 4 de abril de 2018 entre Vista Oil & Gas, S.A.B. de C.V. como prestataria, Vista Argentina, Vista Holding I, APCO Argentina, APCO International y Vista Holding II como garantes, y un sindicato de bancos; (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 periodo 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. De conformidad con los términos del Préstamo Sindicado, Vista Oil & Gas, S.A.B. de C.V. podría verse obligada a agregar subsidiarias materiales adicionales del Grupo como garantes bajo el contrato de Préstamo Sindicado. Cualquiera de estos garantes está sujeto a los compromisos de hacer y de abstención y otras restricciones aplicables a las partes del Préstamo Sindicado. A la fecha del presente Prospecto, no existe ningún incumplimiento o evento de incumplimiento pendiente bajo el Préstamo Sindicado.

El 10 de junio de 2019, Vista Argentina, Vista Oil & Gas, S.A.B. de C.V., Vista Holding I, APCO Argentina, APCO International y Vista Holding II celebraron una primera enmienda al Préstamo Sindicado con ciertos prestatarios que constituyen los prestatarios necesarios bajo el Préstamo Sindicado y con Itaú Unibanco S.A., Nassau Branch, como agente administrativo. Entre otras cosas, la primera enmienda dota a Vista Oil & Gas, S.A.B. de C.V., a Vista Argentina y a los demás garantes de flexibilidad adicional para realizar ciertas inversiones en terceros y contratar con otros prestatarios (sujeto a ciertos límites), lo mismo que para Vista Holding I que durante el período de dieciocho meses (que terminó el 19 de enero de 2020) después de la fecha del Préstamo Sindicado, podía aprobar distribuciones de dividendos a Vista Oil & Gas, S.A.B. de C.V. y otras personas (sujeto a ciertos límites).

El 12 de marzo de 2020, Vista Argentina, Vista Oil & Gas, S.A.B. de C.V., Vista Holding I, y Vista Holding II celebraron una segunda enmienda al contrato de Préstamo Sindicado con ciertos prestamistas que constituyen los prestamistas necesarios bajo el Préstamo Sindicado y con Itaú Unibanco S.A., Nassau Branch, como agente administrativo. Entre otras cosas, la segunda enmienda al contrato de Préstamo Sindicado incorporó la relación entre la deuda neta consolidada ajustada y el EBITDA consolidado ajustado que se probará de forma consolidada a nivel de Vista Holding I (excluyendo la deuda de Vista Holding I con nosotros o con cualquiera de los garantes). Anteriormente, dicho índice excluía la deuda y el EBITDA de Vista Holding I para fines de prueba.

El 17 de julio de 2020, Vista Argentina, Vista Oil & Gas, S.A.B. de C.V., Vista Holding I, y Vista Holding II celebraron una tercera enmienda al contrato de Préstamo Sindicado. Entre otras cosas, la tercera enmienda al contrato de Préstamo Sindicado incorporó modificaciones a ciertas definiciones y compromisos financieros de Vista Argentina y los garantes, a la vez del diferimiento de la oportunidad del pago de cierto tramo bajo el Préstamo Sindicado.

El 7 de mayo de 2019 los accionistas de Vista Argentina aprobaron la creación del Programa, que fuera aprobado por la CNV, a los efectos de ofrecer públicamente y emitir títulos de deuda en Argentina. Bajo el Programa, Vista Argentina emitió: (i) con fecha 31 de julio de 2019, las Obligaciones Negociables Clase I por un valor nominal de US\$50.000.000, a una tasa de interés fija nominal anual de 7,88%, cuyo capital se amortizará totalmente, en una única cuota, en la fecha de vencimiento, el 31 de julio de 2021; (ii) con fecha 7 de agosto de 2019, las Obligaciones Negociables Clase II por un valor nominal de US\$50.000.000, a una tasa de interés fija nominal anual de 8,5%, cuyo capital se amortizará totalmente, en una única cuota, en la fecha de vencimiento, el 7 de agosto de 2022; y (iii) con fecha 21 de febrero de 2020, las Obligaciones Negociables Clase III por un valor nominal de US\$50.000.000, a una tasa de interés fija nominal anual de 3,50%, cuyo capital se amortizará totalmente, en una única cuota, en la fecha de vencimiento, el 21 de febrero de 2024.

El 30 de julio de 2019, Vista Argentina celebró un contrato de préstamo con BBVA Argentina S.A. por un monto de US\$15.000.000, a una tasa de interés fija anual de 9,4% y por un plazo de 36 meses. Con fecha 15 de julio de 2020, Vista Argentina y BBVA Argentina S.A. acordaron el diferimiento del 75% de las cuotas de capital bajo el contrato de préstamo que hasta dicho diferimiento vencían entre el 30 de julio de 2020 y el 30 de junio de 2021.

El 11 de septiembre de 2019, el consejo de administración de la Development Finance Corporation, antes OPIC, aprobó el otorgamiento de hasta US\$300 millones de financiamiento a Vista Argentina por un periodo de diez años y de hasta US\$150 millones a Aleph Midstream por un periodo de diez años. Este financiamiento aún está sujeto a la preparación de la documentación definitiva y al cumplimiento de las condiciones suspensivas. Tenemos la intención de utilizar los fondos de dicho financiamiento para financiar los gastos de capital relacionados con nuestro plan de desarrollo en el bloque Bajada del Palo Oeste y las instalaciones relacionadas. Si bien el proceso para obtener dicho financiamiento se ha iniciado, no tenemos ninguna seguridad de que Development Finance Corporation aprobará y otorgará dicho financiamiento.

El 15 de enero de 2020, Vista Argentina celebró un contrato de préstamo con Banco Macro S.A. por un monto de US\$30.000.000 a una tasa de interés fija anual de 5,25% y por un periodo de 6 meses.

El 1º de abril de 2020, Vista Argentina celebró un contrato de préstamo con BBVA Argentina S.A. por un monto de Ps. 725.000.000 por un periodo de 12 meses a una tasa de interés variable equivalente a la tasa ajustada TM20 más un margen aplicable del 6%.

El 27 de abril de 2020, Vista Argentina celebró un contrato de préstamo con BYMA por un monto de Ps.95 millones (equivalentes a US\$1,4 millones), a una tasa de interés anual de 18,62% y por un período de 30 días. Como parte de esta operación, se entregaron bonos del gobierno en garantía prendaria.

El 28 de abril de 2020, Vista Argentina celebró un contrato de préstamo con BYMA por un monto de Ps.25 millones (equivalentes a US\$0,4 millones), a una tasa de interés anual de 18,73% y por un período de 30 días. Como parte de esta operación, se entregaron bonos del gobierno en garantía prendaria.

El 28 de abril de 2020, Vista Argentina celebró un contrato de préstamo con BYMA por un monto de Ps.60 millones (equivalentes a US\$0,9 millones), a una tasa de interés anual de 18,16% y por un período de 30 días. Como parte de esta operación, se entregaron bonos del gobierno en garantía prendaria.

El 30 de abril de 2020, Vista Argentina celebró un contrato de préstamo con BYMA por un monto de Ps.200 millones (equivalentes a US\$3,0 millones), a una tasa de interés anual de 10,60% y por un período de 4 días. Como parte de esta operación, se entregaron bonos del tesoro americano en garantía prendaria.

El 4 de mayo de 2020, Vista Argentina celebró un contrato de préstamo con BYMA por un monto de Ps.300 millones (equivalentes a US\$4,4 millones), a una tasa de interés anual de 10,60% y por un período de 1 día. Como parte de esta operación, se entregaron bonos del tesoro americano en garantía prendaria.

El 6 de mayo de 2020, Vista Argentina celebró un contrato de préstamo con BYMA por un monto de Ps.25 millones (equivalentes a US\$0,4 millones), a una tasa de interés anual de 12,50% y por un período de 1 día. Como parte de esta operación, se entregaron bonos del gobierno en garantía prendaria.

El 18 de mayo de 2020, Vista Argentina celebró un contrato de préstamo con BYMA por un monto de Ps.200 millones (equivalentes a US\$2,9 millones), a una tasa de interés anual de 16,00% y por un período de 1 día. Como parte de esta operación, se entregaron bonos del tesoro americano en garantía prendaria.

El 13 de julio de 2020, Vista Argentina celebró un contrato de préstamo con Banco Macro S.A. por la suma de Ps. 1.800.000.000 a 12 meses, con tasa Badlar + 9% y vencimiento el 13 de julio de 2021.

El 17 de julio de 2020, Vista Argentina como deudor, y un sindicato de bancos integrado por Banco de Galicia y Buenos Aires S.A.U., Banco Santander Río S.A., Banco Itaú Argentina S.A. y La Sucursal de Citibank, N.A., establecida en la República Argentina, celebraron un contrato de préstamo sindicado a ser desembolsado en dos tramos. El 20 de julio de 2020 se produjo el desembolso del primer tramo por un monto de \$968.085.000. El segundo desembolso bajo este préstamo sindicado se encuentra previsto para el 20 de enero de 2021 por el monto equivalente en pesos de US\$27.000.000. Respecto de los préstamos desembolsados en la primera fecha de desembolso, los mismos deben amortizarse en una única cuota, el 20 de enero de 2022, mientras que los préstamos desembolsados en la segunda fecha de desembolso, el 20 de julio de 2022. Vista Oil & Gas, S.A.B. de C.V., Vista Holding I, y Vista Holding II firmaron una fianza regida bajo la ley de México a los efectos de garantizar las obligaciones de Vista Argentina.

El 27 de julio de 2020, Vista Argentina celebró un contrato de préstamo con Banco Supervielle S.A por un monto de Ps. 356,5 millones (equivalentes a US\$ 5 millones) a una tasa de interés fija anual de 39% con fecha de vencimiento el 22 de octubre de 2020.

### Obligaciones contractuales

Las siguientes tablas contienen información (en Pesos y Dólares Estadounidenses) acerca de nuestros compromisos bajo nuestros contratos financieros y comerciales durante los plazos indicados, al 31 de diciembre de 2019:

	Menos de 1 año	1 a 3 años	3 a 5 años	Más de 5 años	Total
	(en miles de Dólares Estadounidenses)				
Préstamo Sindicado <sup>(1)</sup>	52.189	199.27	107.54		359.00
Otros préstamos <sup>(1)</sup>	38.517	127.57			166.08
Obligaciones por arrendamientos operativos <sup>(2)</sup>	8.915	14.95	6.91	14.56	45.34
Compromisos de inversión <sup>(3)</sup>	28.924	109.79			138.72
Pasivos por planes de pensiones para empleados <sup>(4)</sup>	871	1.68	1.69	4.55	8.80
<b>Total<sup>(5)</sup></b>	<b>129.416</b>	<b>453.28</b>	<b>116.14</b>	<b>19.12</b>	<b>717.97</b>

(1) Representa el principal y los intereses que aún no se devengan que serán pagaderos durante la vigencia de los préstamos.

(2) Representa a los pagos mínimos de renta bajo los arrendamientos operativos incancelables.

(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.

	Menos de 1 año	1 a 3 años	3 a 5 años	Más de 5 años	Total
	(en miles de Pesos)				
Préstamo Sindicado <sup>(1)</sup>	3.125.572	11.934.69	6.440.58		21.500.85
Otros préstamos <sup>(1)</sup>	2.306.768	7.640.13			9.946.90
Obligaciones por arrendamientos operativos <sup>(2)</sup>	533.923	895.69	414.00	872.34	2.715.96
Compromisos de inversión <sup>(3)</sup>	1.732.271	6.575.83			8.308.10
Pasivos por planes de pensiones para empleados <sup>(4)</sup>	52.164	101.09	101.51	272.73	527.51
<b>Total<sup>(5)</sup></b>	<b>7.750.698</b>	<b>27.147.45</b>	<b>6.956.10</b>	<b>1.145.08</b>	<b>42.999.33</b>

<sup>(1)</sup> Representa el principal y los intereses que aún no se devengan que serán pagaderos durante la vigencia de los préstamos.

<sup>(2)</sup> Representa a los pagos mínimos de renta bajo los arrendamientos operativos incancelables.

<sup>(3)</sup> Compromisos de inversión con las autoridades de conformidad con las concesiones y las operaciones conjuntas.

<sup>(4)</sup> 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.

<sup>(5)</sup> Esta tabla no incluye las concesiones, servidumbres y el canon por explotación pagadero a las provincias.

Desde el 31 de diciembre de 2019, Vista Argentina ha suscripto ciertos préstamos de corto plazo (conforme se describe arriba), por un monto principal agregado de US\$54,7 millones que equivalen a Ps.3.428 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 inscripta 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, inscripta 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, inscripta 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, inscripta 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 1º 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, 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.
- y) Cambio de sede social por la actual, resuelta por Asamblea de fecha 28 de agosto de 2020, inscripta en la Dirección Provincial de Personas Jurídicas de la Provincia de Buenos Aires el 4 de diciembre de 2019 por resolución 11095 del 2 de diciembre de 2019.

**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 refinación, 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; una depreciación del 17% en el 2017, una depreciación del 101,38% en el 2018 y una depreciación del 58,40% durante el 2019.

#### *Controles de Cambio*

Con fecha 1° de septiembre de 2019 fue publicado el Decreto de Necesidad y Urgencia N°609/2019 (según fuera enmendado por el Decreto N° 91/2019, el “**Decreto 609**”) en el Boletín Oficial que estableció que el contravalor de la exportación de bienes y servicios deberá ingresarse al país en divisas y/o negociarse en el mercado de cambios en las condiciones y plazos que establezca el BCRA oportunamente, introduciendo controles de capitales para reducir la presión devaluatoria contra el peso. La vigencia de estas normas fue prorrogada indefinidamente por el gobierno del Alberto Fernández mediante el Decreto N° 91/2019 y Comunicación “A” 6854 y 6856 del BCRA.

En ese marco, el BCRA emitió la Comunicación “A” 6770 (según fuera modificada y/o complementada) por medio de la cual se dispusieron restricciones al acceso al mercado de cambios para la compra de moneda extranjera y metales preciosos amonedados y las transferencias al exterior, así como medidas que eviten prácticas y operaciones tendientes a eludir, a través de títulos públicos u otros instrumentos, lo dispuesto en dichas medidas.

Asimismo, el Decreto 609 contempla que el BCRA establecerá los supuestos en los que el acceso al mercado de cambios para la compra de moneda extranjera y metales preciosos amonedados y las transferencias al exterior requerirán autorización previa, con base en pautas objetivas en función de las condiciones vigentes en el mercado cambiario y distinguiendo la situación de las personas humanas de la de las personas jurídicas. De igual modo se faculta al BCRA para establecer reglamentaciones que eviten prácticas y operaciones tendientes a eludir, a través de títulos públicos u otros instrumentos, lo dispuesto en esta medida.

El artículo 4° del Decreto 609 sustituye el artículo 2° del Decreto N° 596/2019 (el “**Decreto 596**”) que disponía que la postergación dispuesta en dicho decreto no alcanzaba a los títulos representativos de deuda pública nacional de corto plazo cuyos tenedores registrados al 31 de julio de 2019 en Caja de Valores S.A. sean personas humanas que los conserven bajo su titularidad a la fecha de pago; por un nuevo artículo que aclara el alcance de tenencia directa e indirecta de las personas humanas, disponiendo que dicha postergación no alcanzará a los títulos representativos de deuda pública nacional de corto plazo en los casos en que las tenencias: (a) consten al 31 de julio de 2019 en sistemas de registro a través de entidades locales cuyas registraciones sean verificables por las autoridades competentes de contralor de la República Argentina, y (b) correspondan, directa o indirectamente a personas humanas que las conserven bajo su titularidad a la fecha de pago y cuya trazabilidad pueda ser verificada por los citados organismos de contralor estatales.

Idéntico tratamiento tendrán los títulos suscriptos en la licitación del 13 de agosto de 2019 por personas humanas que los conserven bajo su titularidad a la respectiva fecha de pago. También estarán incluidos en el tratamiento que les dispensa este artículo, los títulos representativos de deuda alcanzados por este decreto, cuyo titular sea una persona humana que los haya entregado en garantía de operaciones de mercado y los recupere manteniendo su titularidad a la fecha de pago, siempre y cuando la trazabilidad de su titularidad esté asegurada a criterio de la CNV.

Mediante el Decreto 609 también se dispone que los tenedores de los títulos de la deuda pública referidos en el mencionado Decreto 596, cuya fecha de vencimiento original se encuentre vencida, podrán darlos en pago, computándolos a su valor técnico calculado a la fecha de su vencimiento original, para la cancelación de las siguientes obligaciones de la seguridad social, vencidas y exigibles al 31 de julio de 2019: (1) Aportes y contribuciones con destino al Sistema Previsional Integrado Argentino, establecido por la Ley N°24.241, sus modificaciones y complementarias; (2) Aportes y contribuciones con destino al Instituto Nacional de Servicios Sociales para Jubilados y Pensionados, establecido por la Ley N°19.032 y sus modificaciones; (3) Contribuciones con destino al Régimen Nacional de Asignaciones Familiares, establecido por la Ley N°24.714 y sus modificaciones; y (4) Contribuciones con destino al Fondo Nacional de Empleo, instituido por la Ley N°24.013. Las obligaciones indicadas precedentemente con más sus intereses resarcitorios, punitivos y multas, se calcularán hasta la fecha de cancelación mediante la dación en pago de los títulos indicados en el Decreto 596.

A continuación, se detallan los aspectos más relevantes de la normativa del BCRA conforme el texto ordenado dispuesto por la Comunicación “A” 6844 (conforme fuera modificado o complementado, el “**T.O. Comunicación 6844**”), complementarias y modificatorias, relativos al ingreso y egreso de fondos de la Argentina:

### ***Disposiciones específicas para los ingresos por el mercado de cambios***

#### *Cobro de Exportaciones de bienes*

De acuerdo al artículo 7.1 del T.O. Comunicación 6844 el contravalor en divisas de exportaciones oficializadas a partir del 2 de septiembre de 2019 hasta alcanzar el valor facturado según la condición de venta pactada deberá ingresarse al país y liquidarse en el mercado de cambios en un plazo de entre 15 y 180 días corridos a computar desde la fecha del cumplimiento de embarque otorgado por la Aduana dependiendo de la posición arancelaria del bien exportado.

De manera excepcional, aquellas operaciones que se concreten en el marco del régimen “Exporta Simple” deberán ingresar y liquidarse dentro de los 365 días a computar de la fecha del cumplimiento de embarque, independientemente del tipo de bien exportado.

Independientemente de los plazos máximos precedentes, los cobros de exportaciones deberán ser ingresados y liquidados en el mercado de cambios dentro de los 5 días hábiles de la fecha de cobro.

Se aclara que los exportadores que realizaron operaciones con partes vinculadas que correspondan a ciertos bienes podrán solicitar a la entidad encargada del seguimiento de la destinación que extienda el plazo hasta 180 días cuando: (i) el importador sea una sociedad controlada por el exportador argentino; (ii) el exportador no haya registrado exportaciones por un valor total superior al equivalente a U\$S50 millones en el año calendario inmediato anterior a la oficialización de la destinación. Cuando la entidad haya verificado que la destinación de exportación corresponde a una operación en la que se cumplen estas condiciones, podrá extender el plazo hasta aquel indicado. Cuando la entidad haya verificado que la destinación de exportación fue declarada erróneamente ante la Aduana como una operación con contraparte vinculada, se podrá extender el plazo hasta aquel que resulte aplicable.

Independientemente de los plazos máximos precedentes, los cobros de exportaciones deberán ser ingresados y liquidados en el mercado local de cambios dentro de los 5 días hábiles de la fecha de cobro.

Se consideran operaciones con vinculadas aquellas en las que participan un exportador y una contraparte que mantienen entre ellos, los tipos de relaciones descriptos el punto 1.2.2. de las normas sobre “Grandes exposiciones al riesgo de crédito” del BCRA.

Los montos en moneda extranjera originados en cobros de siniestros por coberturas contratadas (en el marco de exportaciones), en la medida que los mismos cubran el valor de los bienes exportados, están alcanzados por esta obligación.

El exportador deberá seleccionar una entidad para que realice el “Seguimiento de las negociaciones de divisas por exportaciones de bienes”. La obligación de ingreso y liquidación de divisas de un permiso de embarque se considerará cumplida cuando la entidad haya certificado tal situación por los mecanismos establecidos a tal efecto.

#### *Cancelación de anticipos y préstamos de prefinanciación de exportaciones – Aplicación de divisas de cobros de exportaciones.*

Se admite la aplicación de cobros de exportaciones a la cancelación de anticipos y préstamos de prefinanciación de exportaciones a:

- (i) Prefinanciaciones y financiaciones otorgadas o garantizadas por entidades financieras locales.
- (ii) Prefinanciaciones, anticipos y financiaciones ingresadas y liquidadas en el mercado local de cambios y declaradas en el relevamiento de activos y pasivos externos.
- (iii) Préstamos financieros con contratos vigentes al 31 de agosto de 2019 cuyas condiciones prevean la atención de los servicios mediante la aplicación en el exterior del flujo de fondos de exportaciones.

- (iv) Financiaciones de entidades financieras a importadores del exterior.

Aquellas aplicaciones de cobro de exportaciones que no se encuentren detalladas en los puntos (i), a (iv) precedentes, requerirán la conformidad previa del BCRA.

Obligación de ingreso y liquidación de operaciones de exportación de servicios.

De acuerdo al artículo 2.2 del T.O. Comunicación 6844 los cobros de exportaciones de servicios deberán ser ingresados y liquidados en el mercado local de cambios en un plazo no mayor a los cinco días hábiles a partir de la fecha de su percepción en el exterior o en el país, o de su acreditación en cuentas del exterior.

Enajenación de activos no financieros no producidos

El artículo 2.3 del T.O. Comunicación 6844 dispone que la percepción por parte de residentes de montos en moneda extranjera por la enajenación de activos no financieros no producidos a no residentes deberá ingresarse y liquidarse en el mercado local de cambios dentro de los 5 días hábiles de la fecha de percepción de los fondos en el país o en el exterior o de su acreditación en cuentas del exterior.

Liquidación de Endeudamiento con el Exterior - Obligación y requisitos para el acceso

El artículo 2.4 del T.O. Comunicación 6844 establece la obligación de ingreso y liquidación en el mercado local de cambios de nuevas deudas de carácter financiero con el exterior que se desembolsen a partir del 1° de septiembre de 2019 y la obligación de demostrar el cumplimiento de este requisito para el acceso al mercado de cambios para la atención de los servicios de capital e intereses de las mismas.

Se aclara que, en el caso de las entidades autorizadas a operar en cambios, lo previsto en la Comunicación “A” 6770 acerca de la obligación de ingreso y liquidación en el mercado local de cambios de nuevas deudas de carácter financiero con el exterior, se considerará cumplido con el ingreso de los fondos a la Posición General de Cambios.

Emisiones de títulos de deuda con registro público en el país denominados en moneda extranjera

Por su parte, el artículo 2.5 del T.O. Comunicación 6844 dispone que las emisiones de residentes de títulos de deuda con registro público en el país a partir del 29 de noviembre de 2019, que sean denominadas y suscriptas en moneda extranjera y cuyos servicios de capital e intereses sean pagaderos en el país en moneda extranjera, deberán ser liquidadas en el mercado de cambios como requisito para el posterior acceso al mismo con el objeto de atender dichos servicios de capital e intereses.

Excepciones a la obligación de liquidación

Se dispone en el artículo 2.6 del T.O. Comunicación 6844 que no resultará exigible la liquidación en el mercado de cambios de las divisas en moneda extranjera que reciban los residentes por exportaciones de bienes y servicios y por la enajenación de activos no financieros no producidos, ni como condición para su repago en los casos de endeudamientos con el exterior y de emisiones de residentes de títulos de deuda con registro público en el país, en la medida que se cumplan la totalidad de las siguientes condiciones:

- a) Los fondos ingresen al país para su acreditación en cuentas en moneda extranjera de titularidad del cliente en entidades financieras locales.
- b) El ingreso se efectúe dentro del plazo para la liquidación de los fondos en el mercado de cambios que pueda ser aplicable a la operación.
- c) Los fondos en moneda extranjera se apliquen de manera simultánea a operaciones por las cuales la normativa cambiaria vigente permite el acceso al mercado de cambios contra moneda local, teniendo en cuenta los límites establecidos para cada concepto involucrado.

Si el ingreso correspondiese a nueva deuda financiera con el exterior y el destino fuese la precancelación de deuda local en moneda extranjera con una entidad financiera, la nueva deuda con el exterior deberá tener una vida promedio mayor a la que se precancela con la entidad local.

d) La utilización de este mecanismo resulte neutro en materia fiscal.

### ***Disposiciones específicas para los egresos por el mercado de cambios***

#### ***Disposiciones generales***

Independientemente de las condiciones y requisitos especificados por las normas cambiarias para cada tipo de operación, mediante la Comunicación “A” 7030 (conforme fuera modificada por la Comunicación “A” 7042 y la Comunicación “A” 7052 del Banco Central), el BCRA estableció que para dar acceso al mercado de cambios por las operaciones comprendidas en los puntos 3.1. a 3.11. y 4.4.2. del T.O. Comunicación 6844 (excepto aquellas realizadas por personas humanas que correspondan a la formación de activos externos en función del punto 3.8. del T.O. Comunicación 6844), la entidad interviniente deberá contar con la conformidad previa del BCRA excepto que cuente con una declaración jurada del cliente en la que deje constancia que al momento de acceso al mercado de cambios:

a. (i) No poseía activos externos líquidos disponibles al inicio del día en que solicita el acceso al mercado por un monto superior equivalente a US\$ 100.000 (cien mil dólares estadounidenses) y (ii) la totalidad de sus tenencias de moneda extranjera en el país se encuentran depositadas en cuentas en entidades financieras. Son considerados “activos externos líquidos” a estos efectos, las tenencias de billetes y monedas en moneda extranjera, disponibilidades en oro amonedado o en barras de buena entrega, depósitos a la vista en entidades financieras del exterior y otras inversiones que permitan obtener disponibilidad inmediata de moneda extranjera. Por otra parte, no deben considerarse activos externos líquidos disponibles a aquellos fondos depositados en el exterior que no pudiesen ser utilizados por el cliente por tratarse de fondos de reserva o de garantía constituidos en virtud de las exigencias previstas en contratos de endeudamiento con el exterior o de fondos constituidos como garantía de operaciones con derivados concertadas en el exterior.

b. Se compromete a liquidar en el mercado de cambios, dentro de los cinco días hábiles de su puesta a disposición, aquellos fondos que reciba en el exterior originados en (i) el cobro de préstamos otorgados a terceros, (ii) el cobro de un depósito a plazo o (iii) de la venta de cualquier tipo de activo, (en todos los supuestos (i), (ii) y (iii) mencionados más arriba, cuando la operación en cuestión se hubiera concertado con posterioridad al 28 de mayo de 2020).

La declaración jurada del cliente no será requerida para los egresos que correspondan a: (i) operaciones de entidades financieras, (ii) cancelaciones de financiaciones en moneda extranjera otorgadas por entidades financieras locales por los consumos en moneda extranjera efectuados mediante tarjetas de crédito o compra y (iii) pagos al exterior de las empresas no financieras emisoras de tarjetas por el uso de tarjetas de crédito, compra, débito o prepagas emitidas en el país.

Por su parte, la Comunicación “A” 7001 del Banco Central (conforme fuera modificada por la Comunicación “A” 7030 del Banco Central y la Comunicación “A” 7042) estableció que en las operaciones de clientes que correspondan a egresos por el mercado de cambios –incluyendo operaciones que se concreten a través de canjes o arbitrajes– la entidad interviniente deberá contar con la conformidad previa del Banco Central (adicionalmente a los requisitos que sean aplicables para que la entidad autorizada a operar en cambios dé curso a la operación) salvo que cuente con una declaración jurada del cliente que deje constancia que (i) en el día en que solicita el acceso al mercado y en los 90 días corridos anteriores no ha concertado en el país ventas de títulos valores con liquidación en moneda extranjera o transferencias de los mismos a entidades depositarias del exterior (hasta el 30 de julio de 2020, la declaración comprendida en este punto se considerará que comprende solamente el período transcurrido desde el 1° de mayo de 2020 inclusive); y (ii) se compromete a no concertar en el país ventas de títulos valores con liquidación en moneda extranjera o transferencias de los mismos a entidades depositarias del exterior a partir del momento en que requiere el acceso y por los 90 días corridos subsiguientes. En este sentido, deberá tenerse presente que la realización de una operación de venta de títulos valores con liquidación en moneda extranjera o su transferencia a entidades depositarias del exterior puede resultar un condicionante para el acceso al mercado de cambios para el pago de obligaciones denominadas en moneda extranjera, independientemente de que el acceso se encuentre expresamente previsto en las normas cambiarias.

El requisito del párrafo anterior no resultará de aplicación para los egresos que correspondan a: (i) operaciones propias de la entidad en carácter de cliente, (ii) cancelaciones de financiaciones en moneda extranjera otorgadas por entidades financieras locales, incluyendo los pagos por los consumos en moneda extranjera efectuados mediante tarjetas de crédito o compra y (iii) operaciones comprendidas en el punto 3.12.4. del T.O.

Comunicación 6844 en la medida que las mismas sean cursadas en forma automática por la entidad en su carácter de apoderada del beneficiario no residente.

#### Pagos de importaciones y otras compras de bienes al exterior

El Artículo 3.1 del T.O. Comunicación 6844 permite el acceso al mercado de cambios para el pago de importaciones de bienes, estableciendo diferentes condiciones según se trate de pagos de importaciones de bienes que cuentan con registro de ingreso aduanero, o de pagos de importaciones de bienes con registro de ingreso aduanero pendiente. A su vez, dispone el restablecimiento del sistema de seguimiento de pago de importaciones “SEPAIMPO” a los efectos de monitorear los pagos de importaciones, las financiaciones de importaciones y la demostración del ingreso de los bienes al país.

Asimismo, el importador local debe designar una entidad financiera local para actuar como banco de seguimiento, que será el responsable de verificar el cumplimiento de la normativa aplicable, incluyendo, entre otros, la liquidación de financiaciones de importación y el ingreso de los bienes importados.

Se establece el requisito de conformidad previa del BCRA para el acceso al mercado de cambios para pagos de deudas vencidas o a la vista por importaciones de bienes con empresas vinculadas del exterior cuando supere el equivalente a US\$ 2 millones mensuales por cliente residente.

Se aclara que se consideran “deudas vencidas y a la vista de importaciones de bienes” a todas aquellas pendientes al 31 de agosto de 2019, tanto aquéllas cuyo vencimiento hubiera operado con anterioridad a dicha fecha, como las que no tuvieran una fecha de vencimiento estipulada.

Sin perjuicio de lo descripto anteriormente, conforme fuera establecido por la Comunicación “A” 7030 del BCRA (conforme fuera modificada por las Comunicaciones “A” 7042, 7052, 7068 y 7079 del Banco Central), hasta el 31 de agosto de 2020, se deberá contar con la conformidad previa del BCRA para acceder al mercado de cambios para la realización de pagos de importaciones de bienes o para los pagos anticipados de importaciones de bienes o la cancelación de principal de deudas originadas en la importación de bienes (código de concepto P13), a menos que se verifique alguna de las siguientes situaciones:

a) La entidad interviniente cuente con una declaración jurada del cliente dejando constancia de que el monto total de los pagos por importaciones de servicios realizados a través del mercado de cambios durante el 2020, incluido el pago por el cual está solicitado acceso, no supera el monto de bienes importados registrados a su nombre en el sistema de seguimiento de pagos de importaciones de bienes (SEPAIMPO) durante el 2020.

En la declaración también deberá constar que el cliente se compromete a que no realizará, en el marco de lo previsto en los puntos b) y c) debajo, pagos de importaciones de bienes que cuentan con el registro de ingreso aduanero por el monto de las importaciones comprendidas en esta declaración que no represente un excedente sobre el monto total de los pagos de importaciones de bienes según lo definido.

b) Se trate de un pago diferido a la vista de importaciones de bienes que corresponda a operaciones que se hayan embarcado a partir del 1° de julio de 2020 o que habiendo sido embarcadas con anterioridad no hubieran arribado al país antes de esa fecha.

Para los bienes que correspondan a los capítulos 30 y 31 de la Nomenclatura Común del Mercosur o sean insumos para la producción local de medicamentos, podrán realizarse los referidos pagos en la medida que se trate de operaciones que se hayan embarcado a partir del 12 de junio de 2020 o que habiendo sido embarcadas con anterioridad no hubieran arribado al país antes de esa fecha, y en el caso de tratarse de insumos para la producción local de medicamentos que encuadrasen en este punto y no en el inmediato anterior, la entidad deberá contar con una declaración jurada del cliente donde deje constancia de que los productos a importar revisten tal condición.

c) Se trate de un pago asociado a una operación no comprendida en el punto b) en la medida que sea destinado a la cancelación de una deuda comercial por importaciones de bienes con una agencia de crédito a la exportación o una entidad financiera del exterior o que cuente con una garantía otorgada por las mismas.

d) Se trate de un pago por: (i) el sector público, (ii) todas las organizaciones empresariales, cualquiera sea su forma societaria, en donde el Estado Nacional tenga participación mayoritaria en el capital o

en la formación de las decisiones societarias, (iii) los fideicomisos constituidos con aportes del sector público nacional.

e) Se trate de un pago con registro de ingreso aduanero pendiente a cursar por una persona jurídica que tenga a su cargo la provisión de medicamentos críticos a ingresar por solicitud particular por el beneficiario de dicha cobertura médica.

f) Se trate de un pago de importaciones con registro aduanero pendiente destinado a la compra de kits para la detección del coronavirus COVID-19 u otros bienes cuyas posiciones arancelarias se encuentren comprendidas en el listado dado a conocer por el Decreto N° 333/2020 y sus complementarias.

g) Se trate de otros pagos de importaciones de bienes en la medida que la entidad cuenta con una declaración jurada del cliente dejando constancia que, incluyendo el pago cuyo curso se está solicitando, no se supera el equivalente a US\$ 1.000.000 (un millón de dólares estadounidenses) al considerar la suma de:

(i) el monto pendiente de regularización por los pagos de importaciones con registro aduanero pendiente que realizó a partir del 1° de septiembre de 2019; y

(ii) los accesos al mercado de cambios desde el 13 de julio de 2020 que correspondan a pagos de importaciones de bienes que cuentan con registro de ingreso aduanero que no encuadrarían en lo previsto en los puntos a), b) y c) precedentes.

Cuando se trate de pagos por la importación de productos relacionados con la provisión de medicamentos u otros bienes relacionados con la atención médica y/o sanitaria de la población o insumos que sean necesarios para la elaboración local de los mismos, se podrán realizar otros pagos con registro aduanero pendiente en la medida que el monto pendiente de regularización referido no supere en más del equivalente a US\$ 2.000.000 (dos millones de dólares estadounidenses) al monto disponible en virtud de lo indicado en el párrafo precedente una vez deducidos los pagos del punto g)(ii). La entidad deberá contar con una declaración jurada del cliente donde deje constancia de que los productos a importar revisten tal condición.

La entidad deberá contar con la documentación que le permita verificar el cumplimiento de los restantes requisitos establecidos para la operación por la normativa cambiaria.

El BCRA realizará una verificación continua del cumplimiento de lo previsto en el presente punto a partir de la utilización de la información que dispone respecto a los pagos de importaciones de bienes cursados por el mercado de cambios y el detalle de las oficializaciones de importaciones incluidas en el SEPAIMPO.

#### Pagos de servicios prestados por no residentes

Dispone en el artículo 3.2 del T.O. Comunicación 6844 que se permite el acceso al mercado de cambios para pagos por servicios prestados por no residentes (siempre que sean entidades no vinculadas, salvo por excepciones expresamente previstas entre las que se destaca el pago de primas de reaseguros en el exterior, cuyo beneficiario haya sido admitido por la Superintendencia de Seguros de la Nación), en la medida que se verifique que la operación se encuentra declarada, en caso de corresponder, en la última presentación vencida del "Relevamiento de activos y pasivos externos".

Se requerirá de conformidad previa del BCRA para el acceso al mercado de cambios para precancelar deudas por servicios.

#### Pagos de intereses de deudas por importaciones de bienes y servicios

Se permite el acceso al mercado de cambios para pagos de intereses de deudas por importaciones de bienes y servicios, en la medida en que se verifique que la operación se encuentra declarada, en caso de corresponder, en la última presentación vencida del "Relevamiento de activos y pasivos externos".

Asimismo, se requerirá de conformidad previa del BCRA para el acceso al mercado de cambios para la precancelación de deuda por importaciones de bienes y servicios.

### Pagos de utilidades y dividendos

El artículo 3.4 del T.O. Comunicación 6844 permite el acceso al mercado de cambios para el giro de divisas al exterior en concepto de pago de dividendos y utilidades a accionistas no residentes, en tanto se cumplan las siguientes condiciones:

a) Montos máximos:

-El monto total de transferencias que se cursen en el mercado de cambios a partir del 17 de enero de 2020 en virtud de este concepto no podrá superar el 30% del valor de los nuevos aportes de capital realizados en la empresa residente que hubieran sido ingresados y liquidados a través del mercado de cambios a partir de dicha fecha.

-El monto total abonado a los accionistas no residentes no deberá superar el monto en Pesos que les corresponda según la distribución determinada por la asamblea de accionistas.

b) Plazo mínimo:

-El acceso al mercado de cambios deberá efectuarse en un plazo no menor a treinta (30) días corridos desde la fecha de liquidación del último aporte de capital que se compute a efectos de determinar el límite del 30% antes mencionado.

c) Requisitos documentales:

-Los dividendos deberán corresponder a balances cerrados y auditados.

-Al momento del acceso se deberá acreditar la capitalización definitiva del aporte o, en su defecto, constancia del inicio del trámite de inscripción del aporte ante el Registro Público de Comercio. En este último caso, se deberá acreditar la capitalización definitiva dentro de los 365 días corridos desde el inicio del trámite.

-De ser aplicable, se deberá haber cumplido con el Relevamiento de Activos y Pasivos Externos por las operaciones involucradas.

### Pagos de capital e intereses de endeudamientos financieros con el exterior

Al respecto, el artículo 3.5 del T.O. Comunicación 6844, permite el acceso al mercado de cambios para pagos de capital e intereses de endeudamientos financieros, fijando como requisitos:

-Que los fondos desembolsados a partir del 1 de septiembre del 2019 hayan sido ingresados y liquidados en el mercado de cambios. Dicho requisito no será de aplicación en tanto se trate de endeudamientos con el exterior que tengan origen a partir del 1 de septiembre del 2019, que no generen desembolsos por ser refinanciaciones de deudas financieras con el exterior que hubieran tenido acceso al mercado de cambios y en la medida que dichas refinanciaciones no anticipen el vencimiento de la deuda original. Que sea demostrado, en caso de corresponder, que la operación se encuentra declarada en la última presentación vencida del “Relevamiento de activos y pasivos externos”.

A su vez, será necesaria la conformidad del BCRA para el acceso al mercado de cambios por parte de residentes a los efectos de realizar precancelaciones de servicios de capital e intereses de deuda por un período anterior que supere los 3 días hábiles de su vencimiento. Será de excepción dicha conformidad en tanto se cumplan las siguientes condiciones:

- Dicha precancelación sea realizada simultáneamente con los fondos liquidados de un nuevo endeudamiento financiero desembolsado a partir de la fecha.

- El nuevo endeudamiento tenga una vida promedio mayor al remanente de la deuda precancelada.

- El primer vencimiento de servicio de capital de la nueva deuda sea en una fecha posterior y por un monto no mayor, al próximo vencimiento de servicio de capital de la deuda precancelada.

Sin perjuicio de lo anterior, la Comunicación “A” 7030 del BCRA (conforme fuera modificada por las Comunicaciones “A” 7042, 7052, 7068 y 7079 del Banco Central) estableció que hasta el 31 de agosto de 2020 se requerirá la conformidad previa del Banco Central para el acceso al mercado de cambios para la cancelación de servicios de capital de endeudamientos financieros con el exterior cuando el acreedor sea una contraparte vinculada al deudor, sin perjuicio de que este requisito no resultará de aplicación para las operaciones propias de las entidades financieras locales.

*Pagos de títulos de deuda con registro público en el país denominados en moneda extranjera entre residentes*

El artículo 3.6 del T.O. Comunicación 6844 fija la prohibición del acceso al mercado de cambios para el pago de deudas y otras obligaciones en moneda extranjera entre residentes, concertadas a partir del 1 de septiembre de 2019. Sin embargo, fija como excepciones:

-Las financiaciones en moneda extranjeras otorgadas por entidades financieras locales (inclusive los pagos por consumos en moneda extranjera mediante tarjetas de crédito).

-Obligaciones en moneda extranjera entre residentes instrumentadas mediante registros o escrituras públicos al 30 de agosto de 2019.

-Pago, a su vencimiento, de los servicios de capital e intereses bajo nuevas emisiones de títulos de deuda con registro público en el país, denominados y pagaderas en moneda extranjera en el país, en la medida que: (i) se encuentren denominadas y suscriptas en su moneda extranjera, (ii) los respectivos servicios de capital e intereses sean pagaderos en el país en moneda extranjera y (iii) la totalidad de los fondos obtenidos con la emisión sean liquidados a través del mercado de cambios.

*Pagos de endeudamientos en moneda extranjera de residentes por parte de fideicomisos constituidos en el país para garantizar la atención de los servicios*

En el artículo 3.7 del T.O. Comunicación 6844 se aclara que las entidades podrán dar acceso al mercado de cambios para realizar pagos de principal o intereses a los fideicomisos constituidos en el país por un residente, para garantizar la atención de los servicios de capital e intereses de su obligación, en la medida que verifique que el deudor hubiese tenido acceso para realizar el pago a su nombre por cumplimentar las disposiciones normativas aplicables. Asimismo, sujeto a ciertas condiciones un fiduciario podrá acceder al mercado de cambios para garantizar ciertos pagos de capital e intereses de deuda financiera con el exterior y anticipar el acceso al mismo.

*Compra de moneda extranjera por parte de personas humanas residentes para la formación de activos externos, remisión de ayuda familiar y por operaciones con derivados.*

El artículo 3.8 del T.O. Comunicación 6844 establece la conformidad previa del BCRA para el acceso al mercado de cambios por parte de personas humanas residentes para la constitución de ciertos activos externos, ayuda familiar y para la operatoria de derivados (con excepción la referida en el artículo 4.4.2. del T.O. Comunicación 6844) cuando supere el equivalente de US\$200 mensuales en el conjunto de las entidades autorizadas a operar en cambios y en el conjunto de los conceptos señalados precedentemente.

Asimismo, se establece que operación deberá cursarse con débito a cuentas del cliente en entidades financieras locales, admitiéndose el uso de efectivo en moneda local en operaciones hasta el equivalente de US\$100 en el mes calendario y en el conjunto de entidades autorizadas a operar en cambios.

En los casos que se trate de conceptos incluidos en activos externos del cliente, la entidad autorizada vendedora deberá entregar los billetes o cheques de viajero en moneda extranjera o acreditar los fondos en una cuenta en moneda extranjera de titularidad del cliente en entidades financieras locales o en una cuenta bancaria de titularidad del cliente en el exterior, según corresponda.

Las entidades autorizadas a operar en cambios no podrán dar acceso al mercado de cambios para la compra de moneda extranjera en el marco de las operaciones contempladas en el mencionado punto a quienes se encuentren incluidos en el listado elaborado por el BCRA en el que se informa periódicamente las personas humanas que ya han alcanzado en ese mes calendario los límites previstos o que los hayan excedido en el mes calendario anterior.

Se establece como requisito para el acceso al mercado de cambios para la compra de moneda extranjera por parte de personas humanas residentes dentro de los límites mensuales establecidos en los párrafos precedentes, la presentación de una declaración jurada por parte del cliente respecto a que los fondos comprados no serán destinados a la compra en el mercado secundario de títulos valores dentro de los cinco días hábiles a partir de la fecha de liquidación de dicha operación de cambio.

Por otro lado, el artículo 1° de la Resolución General N° 808 de fecha 12 de septiembre de 2019, a efectos de cursar toda operación de compra de valores negociables en dólares (especie D) por un monto de hasta US\$200 por parte de personas humanas, los agentes de liquidación y compensación deberán contar previamente con una declaración jurada del titular que manifieste que los fondos en dólares no provienen de una operación de MLC realizada en los últimos 5 días hábiles. Asimismo, las operaciones de compra de valores negociables en dólares (especie D) sólo podrán ser cursadas para ser liquidadas en el plazo de contado de 48 horas. Los valores negociables acreditados por dicha compra no podrán ser transferidos para cubrir la liquidación de una operación de venta en pesos hasta haber transcurrido.

Sin perjuicio de lo anterior, el artículo 3.9 del T.O. Comunicación 6844 que está permitido el acceso al mercado de cambios de las personas humanas para la compra de moneda extranjera a ser aplicados simultáneamente a la compra de inmuebles en el país destinados a vivienda única, familiar y de ocupación permanente, en la medida que se cumplan ciertos requisitos.

#### Compra de moneda extranjera por parte de no residentes

El artículo 3.8 del T.O. Comunicación 6844 dispone que se requerirá la conformidad previa del BCRA para el acceso al mercado de cambios por parte de no residentes para la compra de moneda extranjera.

Se exceptúan del límite del párrafo precedente las operaciones de: (a) Organismos internacionales e instituciones que cumplan funciones de agencias oficiales de crédito a la exportación, (b) Representaciones diplomáticas y consulares y personal diplomático acreditado en el país por transferencias que efectúen en ejercicio de sus funciones, (c) Representaciones en el país de Tribunales, Autoridades u Oficinas, Misiones Especiales, Comisiones u Órganos Bilaterales establecidos por Tratados o Convenios Internacionales, en los cuales la República Argentina es parte, en la medida que las transferencias se realicen en ejercicio de sus funciones, y (d) las transferencias al exterior a nombre de personas humanas que sean beneficiarias de jubilaciones y/o pensiones abonadas por la Administración Nacional de la Seguridad Social (ANSES), por hasta el monto abonado por dicho organismo en el mes calendario y en la medida que la transferencia se efectúe a una cuenta bancaria de titularidad del beneficiario en su país de residencia registrado.

Asimismo, mediante la Comunicación “A” 6883, el BCRA estableció que a partir del 1° de marzo de 2020, también estará exceptuada la compra de billetes en moneda extranjera de personas humanas no residentes en concepto de turismo y viajes por hasta un monto máximo equivalente a US\$ 100 (Dólares Estadounidenses cien) en el conjunto de las entidades, en la medida que la entidad haya verificado en el sistema online implementado por el BCRA que el cliente ha liquidado un monto mayor o igual al que desea adquirir dentro de los 90 días corridos anteriores.

Esta operatoria quedará habilitada a partir de que la venta de moneda extranjera liquidada por el cliente haya sido registrada ante el BCRA por la entidad interviniente de acuerdo a las pautas habituales.

La Comunicación “A” 6776 aclaró que las restricciones para el acceso al mercado de cambios por parte de no residentes establecidas por la Comunicación “A” 6770 solamente aplican para la compra de moneda extranjera.

#### Compra de moneda extranjera por parte de otros residentes –excluidas las entidades- para la formación de activos externos y por operaciones con derivados

Al respecto, el artículo 3.10 del T.O. Comunicación 6844 establece la conformidad previa del BCRA para el acceso al MLC por parte de personas jurídicas, gobiernos locales, Fondos Comunes de Inversión, Fideicomisos y otras universalidades constituidas en el país, para la constitución de activos externos y para la constitución de todo tipo de garantías vinculadas a la concertación de operaciones de derivados.

### Derivados Financieros

Al respecto, el artículo 4.4 del T.O. Comunicación 6844 ordena que todas las liquidaciones de las operaciones de futuros en mercados regulados, “forwards”, opciones y cualquiera otro tipo de derivados celebrados en el país realizados por entidades deberán – a partir del 11 de septiembre de 2019- efectuarse en moneda local.

Asimismo, permite el acceso al MLC para el pago de primas, constitución de garantías y cancelaciones que correspondan a operaciones de contratos de cobertura de tasa de interés por las obligaciones de residentes con el exterior declaradas y validadas, en caso de corresponder, en el Relevamiento de Activos y Pasivos Externos, en tanto no se cubran riesgos superiores a los pasivos externos que efectivamente registre el deudor en la tasa de interés cuyo riesgo se está cubriendo con su celebración.

Se establece que el cliente que acceda al MLC usando este mecanismo deberá nominar a una entidad autorizada a operar en cambios para que realice el seguimiento de la operación y firmar una declaración jurada en la que se compromete a ingresar y liquidar los fondos que resulten a favor del cliente local como resultado de dicha operación, o como resultado de la liberación de los fondos de las garantías constituidas, dentro de los cinco días hábiles siguientes.

### ***Otras disposiciones específicas***

#### Canjes y arbitrajes con clientes

El artículo 4.2 del T.O. Comunicación 6844 permite a las entidades llevar a cabo con sus clientes operaciones de canje y arbitraje en determinados casos. Ellos son (i) ingresos de divisas del exterior que no correspondan a operaciones sujetas a la obligación de liquidación en el MLC, (ii) transferencias de divisas al exterior de personas humanas desde sus cuentas locales en moneda extranjera a cuentas bancarias propias en el exterior, (iii) transferencias de divisas al exterior por parte de centrales locales de depósito colectivo de valores por los fondos percibidos en moneda extranjera por servicios de capital y renta de títulos del Tesoro Nacional, (iv) operaciones de arbitraje no originadas en transferencias del exterior en tanto que los fondos se debiten de una cuenta en moneda extranjera del cliente en una entidad local y (v) las demás operaciones de canje y arbitraje con clientes podrán efectuarse sin conformidad previa del BCRA siempre que, de realizarse como operaciones individuales pasando por pesos, puedan llevarse a cabo sin dicha conformidad según la normativa vigente.

#### Operaciones con títulos valores

Dispone el artículo 4.5 del T.O. Comunicación 6844 que los títulos valores adquiridos por personas humanas mediante liquidación en moneda extranjera deberán permanecer en la cartera del comprador por un período no menor a cinco días hábiles a contar desde la fecha de liquidación de la operación, antes de ser vendidos en otra especie o transferidos a otras entidades depositarias. Se aclara que este plazo mínimo de tenencia no será de aplicación cuando la venta de los títulos valores sea contra la misma jurisdicción de liquidación que la compra.

Asimismo, se estableció que las personas humanas que transfieran divisas desde sus cuentas locales en moneda extranjera a cuentas bancarias propias en el exterior deben presentar una declaración jurada de que no han efectuado venta de títulos valores con liquidación local en moneda extranjera en los últimos cinco días hábiles.

La transferencia de divisas de las personas humanas desde sus cuentas locales en moneda extranjera a cuentas bancarias propias en el exterior se puede efectuar sin restricciones, pero estableció que para transferir divisas al exterior para la formación de activos externos, el acceso de las personas humanas residentes al mercado de cambio, debe tener como destino cuentas bancarias de su titularidad en el exterior.

#### Cancelación de líneas de crédito comerciales del exterior por parte de entidades financieras.

El artículo 4.6 del T.O. Comunicación 6844 establece que las entidades financieras tendrán acceso al mercado de cambios para la cancelación al vencimiento de líneas de crédito comerciales otorgadas por entidades financieras del exterior y aplicadas a la financiación de operaciones de exportación o importación de residentes, a la vez que también podrán acceder para precancelar dichas líneas de crédito en la medida que la financiación otorgada por la entidad local haya sido precancelada por el deudor. La entidad financiera deberá contar con la validación de la declaración del “Relevamiento de activos y pasivos externos”, en la medida que sea aplicable.

### Contado con liquidación

Las entidades autorizadas a operar en cambios no podrán comprar con liquidación en moneda extranjera títulos valores en el mercado secundario ni utilizar tenencias de su posición general de cambios para pagos a proveedores locales.

La Comunicación “A” 6993 del Banco Central dispone, entre otros puntos, que las personas que accedan a “Créditos a Tasa Cero” acordados en el marco del artículo 9° del Decreto N° 332/2020, según fuera modificado y complementado de tiempo en tiempo, no podrán, hasta su total cancelación, vender títulos valores con liquidación en moneda extranjera ni transferirlos a otras entidades depositarias.

Similares limitaciones y requisitos aplican para quienes hayan accedido otros créditos o programas de financiamiento especiales otorgados por el Gobierno argentino en el marco de la pandemia “COVID 19” entre los cuales se encuentran: (i) salarios complementarios del el Programa de Asistencia de Emergencia al Trabajo y la Producción (ATP) acordados en el marco del artículo 8° del Decreto N°332/2020, según fuera modificado y complementado de tiempo en tiempo, (ii) financiaciones a las MiPyMEs con tasa de interés al 24% previstas en la Comunicación “A” 6937 del BCRA y (iii) financiaciones a las MiPyMEs con tasa de interés al 24% que cuenten con garantía del Fondo de Garantías Argentino (FOGAR) previstas en la Comunicación “A” 7006 del Banco Central. En este sentido, a la fecha de este Prospecto, la Sociedad no resulta beneficiaria, en su carácter de empleadora, del Programa de Asistencia de Emergencia al Trabajo y a la Producción (ATP) ni de créditos a tasa cero, y tampoco se encuentra alcanzada por ninguna otra restricción legal o reglamentaria para efectuar las operaciones mencionadas.

Por su parte, la Comunicación “A” 7001 del Banco Central (conforme fuera modificada por la Comunicación “A” 7030 del Banco Central y la Comunicación “A” 7042) estableció que en las operaciones de clientes que correspondan a egresos por el mercado de cambios –incluyendo operaciones que se concreten a través de canjes o arbitrajes– la entidad interviniente deberá contar con la conformidad previa del Banco Central (adicionalmente a los requisitos que sean aplicables para que la entidad autorizada a operar en cambios dé curso a la operación) salvo que cuente con una declaración jurada del cliente que deje constancia que (i) en el día en que solicita el acceso al mercado y en los 90 días corridos anteriores no ha concertado en el país ventas de títulos valores con liquidación en moneda extranjera o transferencias de los mismos a entidades depositarias del exterior (hasta el 30 de julio de 2020, la declaración comprendida en este punto se considerará que comprende solamente el período transcurrido desde el 1° de mayo de 2020 inclusive); y (ii) se compromete a no concertar en el país ventas de títulos valores con liquidación en moneda extranjera o transferencias de los mismos a entidades depositarias del exterior a partir del momento en que requiere el acceso y por los 90 días corridos subsiguientes. En este sentido, deberá tenerse presente que la realización de una operación de venta de títulos valores con liquidación en moneda extranjera o su transferencia a entidades depositarias del exterior puede resultar un condicionante para el acceso al mercado de cambios para el pago de obligaciones denominadas en moneda extranjera, independientemente de que el acceso se encuentre expresamente previsto en las normas cambiarias.

Asimismo, el 25 de mayo de 2020, la CNV dictó la Resolución General 841/2020 (la “**Resolución 841 de la CNV**”) mediante la cual impuso un plazo mínimo de tenencia de cinco días hábiles (el “**Plazo Mínimo de Tenencia**”) para poder dar curso a operaciones de venta de títulos valores con liquidación en moneda extranjera o transferencias a entidades depositarias del exterior por parte de personas humanas y jurídicas. El Plazo Mínimo de Tenencia no será de aplicación para los casos de (i) ventas de valores negociables en moneda extranjera que sean realizadas en la misma jurisdicción y moneda (o especie) de aquella en o con la cual fueron adquiridos; (ii) ventas por parte de personas jurídicas en jurisdicción local de valores negociables con liquidación en moneda extranjera en Argentina (dólar MEP), en la medida en que tales valores negociables hayan sido adquiridos con moneda extranjera en jurisdicción extranjera (dólar cable); y (iii) ventas de valores negociables denominados en moneda extranjera con liquidación en Pesos argentinos. A fines cambiarios, los Dólares estadounidenses depositados en Argentina (dólar MEP) y los Dólares estadounidenses en el exterior (dólar cable) son considerados especies diferentes de moneda extranjera.

Los Agentes de Negociación y Agentes de Liquidación y Compensación deberán solicitar a sus clientes, previo cumplimiento de la instrucción de adquisición de títulos valores en pesos para su posterior e inmediata venta en moneda extranjera o transferencias de los mismos a entidades depositarias del exterior, la presentación de una declaración jurada del titular que manifieste que no resulta beneficiario como empleador del salario complementario establecido en el Programa de Asistencia de Emergencia al Trabajo y a la Producción (ATP), creado por el Decreto N° 332/2020, conforme a los plazos y requisitos dispuestos por la DECAD-2020-817-

APN-JGM de fecha 17 de mayo de 2020 y mod. Asimismo, dicha declaración jurada deberá incluir la mención de que la persona no se encuentra alcanzada por ninguna restricción legal o reglamentaria para efectuar las operaciones y/o transferencias mencionadas.

Por otra parte, el 19 de junio de 2020, la CNV dictó la Resolución General 843/2020 que, entre otras cuestiones estableció que:

(i) los valores negociables acreditados en el agente depositario central de valores negociables, provenientes de entidades depositarias del exterior, no podrán ser aplicados a la liquidación de operaciones en el mercado local con liquidación en moneda extranjera hasta tanto hayan transcurrido cinco días hábiles desde la citada acreditación en la/s subcuenta/s en el mencionado custodio local;

(ii) la concertación y liquidación de operaciones en moneda nacional con valores negociables admitidos al listado y/o negociación en la República Argentina, por parte de las subcuentas de cartera propia de titularidad de los Agentes inscriptos y demás sujetos bajo fiscalización de la CNV, sólo podrán llevarse a cabo en mercados autorizados y/o cámaras compensadoras registradas ante la CNV; y

(iii) cuando en la concertación local de operaciones con liquidación en moneda extranjera cable y en la concertación de operaciones en mercados del exterior como cliente, realizadas por las subcuentas comitentes de titularidad de los agentes inscriptos, la cantidad de nominales vendidos en un valor negociable supere la cantidad comprada, de resultar un excedente de fondos, el Agente deberá aplicar, en el mismo día de negociación, como mínimo el 90% de dicho excedente a operaciones de compra de valores negociables en moneda extranjera cable concertadas en el mercado regulado local y/o compras en mercados del exterior como cliente. Cuando dicha compensación incluya operaciones de compra y venta en carácter de cliente en mercados del exterior, los agentes inscriptos deberán informar, con carácter de declaración jurada semanal y por cada una de las subcuentas involucradas, detalle de fecha de concertación/liquidación, contraparte, especie, cantidad y precio, detalladas y agrupadas por día de concertación, justificando que al cierre de cada periodo semanal, el monto neto resultante de las ventas con liquidación cable más las ventas en el exterior como cliente, no superó las compras con liquidación cable en el mercado local más las compras de valores negociables en el exterior.

Finalmente, en virtud de lo establecido en el Decreto N° 488/2020, desde el 19 de mayo y hasta el 31 de diciembre de 2020, las empresas productoras de hidrocarburos no podrán acceder al mercado de cambios para formar activos externos ni al mercado de bonos para operaciones de contado con liquidación en el exterior.

#### Régimen Penal Cambiario

Todas las operaciones que no se ajusten a lo dispuesto en la normativa cambiaria, se encuentran alcanzadas por el Régimen Penal Cambiario.

#### Restricciones a los Fondos Comunes de Inversión (“FCI”)

##### R.G. CNV 835/2020

El 23 de abril de 2020 la CNV emitió la Resolución General N° 835/2020 (la “**RG CNV 835**”) mediante la cual modificó las limitaciones en materia de liquidez y disponibilidades aplicables a los FCI abiertos (excepto los denominados “*money market*”):

1) Todos los fondos en general puedan mantener hasta el 100% (cien por ciento) del patrimonio neto en pesos o cuotapartes de fondos *money market*.

2) Aquellos FCI denominados en moneda extranjera, puedan mantener hasta el 100% (cien por ciento) del patrimonio neto en tal moneda, tanto en cuentas locales o del exterior.

3) Aquellos FCI denominados en moneda extranjera pero que poseen cuotapartes que se suscriben en pesos, pueden mantener hasta el 25% del patrimonio neto en la moneda del fondo, tanto en cuentas locales como del exterior. Esta limitación no alcanza a aquellos FCI autorizados en el marco del blanqueo dispuesto por la Ley 27.260 ni a los montos depositados correspondientes a cuotapartistas no incluidos bajo los Decretos 596/19 y 141/20.

Por otro lado, aquellos FCI en pesos que tengan divisas como activo de inversión, sólo podrán invertir en ellas hasta el 25% de su patrimonio neto, debiendo estar depositadas en cuentas locales o del exterior. Esta limitación no alcanza a los montos depositados correspondientes a cuotapartistas no incluidos bajo los Decretos 596/19 y 141/20.

#### R.G. CNV 836/2020

El 28 de abril de 2020, la CNV emitió la Resolución General Nro. 836/2020 (la “**RG CNV 836**”), la cual tiene como finalidad establecer que los FCI denominados en moneda de curso legal, deberán invertir, al menos, el 75% del patrimonio del mismo en instrumentos financieros y valores negociables emitidos en el país exclusivamente en dicha moneda de curso legal.

El cronograma de adecuación para que los fondos que tienen otra constitución alcancen a cumplimentar estas disposiciones es:

- al 4 de mayo de 2020, deberán reducir en un 30% la inversión en exceso;
- al 8 de mayo de 2020, deberán reducir en un 30% adicional la inversión en exceso; y
- al 15 de mayo de 2020, las inversiones deberán estar adecuadas en su totalidad.

#### R.G. CNV 838/2020

El 13 de mayo de 2020, la CNV sancionó la Resolución General Nro. 838/2020 (la “**RG CNV 838**”) la cual aclaró ciertas limitaciones impuestas por la RG CNV 835 y por la RG CNV 836 al disponer que:

- (a) La restricción establecida por la RG CNV 836 no alcanza a las inversiones realizadas en instrumentos emitidos o denominados en moneda extranjera, que se integran y pagan en pesos, y cuyos intereses y capital se cancelan exclusivamente en moneda de curso legal (tal como los títulos comúnmente denominados “*Dólar Link*”)
- (b) Las inversiones realizadas por los FCI en (1) obligaciones negociables emitida y negociadas en la Argentina, y (2) títulos de deuda pública provincial y municipal, emitidos en moneda extranjera y adquiridas con anterioridad a la entrada en vigencia de la RG CNV 836, pueden ser conservadas en cartera hasta su vencimiento.
- (c) Los fondos en moneda extranjera provenientes del pago de cupones y/o amortizaciones, así como de la enajenación en el mercado secundario de los activos antes mencionados en el punto (b) anterior, pueden ser reinvertidos en instrumentos emitidos en moneda extranjera destinados al financiamiento de PYMES y/o de proyectos productivos de economías regionales e infraestructura y/o en títulos de deuda pública provincial y municipal emitidos en dicha moneda.
- (d) Por último, se exceptúa de la restricción establecida por la RG CNV 836 a la tenencia en instrumentos de deuda pública denominados en moneda extranjera que sean ingresados al canje voluntario de deuda soberana, dispuesto en los términos del Decreto N°391/2020 (modificado por el Decreto N°404/2020) y respecto de aquellos instrumentos recibidos como resultado de dicho canje.

Por lo general, las resoluciones antes denominadas (y cualquier otra que modifique los activos en cartera que pueda tener un FCI) tienen la consecuencia de que obligan a dicho fondo a tener que enajenar (en un plazo acotado de tiempo) lo que suele impactar negativamente en la valoración de la mencionada cuota parte del FCI. A la fecha del presente Prospecto, la Sociedad no posee cuotapartes en FCI afectados por la RG CNV 835, la RG CNV 836 y/o la RG CNV 838.

#### **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 de diciembre de 2018 se publicó en el Boletín Oficial el Decreto N°1170/2018, reglamentario de La ley de Impuesto a las Ganancias. Asimismo el 6 de diciembre de 2019 se publicó en el Boletín Oficial el Decreto N° 824/2019 mediante el cual se aprueba un nuevo texto ordenado de la Ley de Impuesto a las Ganancias. El 9 de diciembre de 2019 se publicó en el Boletín Oficial el Decreto N° 862/2019 el cual dispuso un nuevo texto ordenado del decreto reglamentario de la Ley de Impuesto a las Ganancias junto con ciertas modificaciones. Cabe señalar que el 23 de diciembre de 2019 se publicó en el Boletín Oficial la Ley N° 27.541 (la “**Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva**”), que también introdujo diversas modificaciones al régimen tributario argentino, tales como el tratamiento de las ganancias obtenidas por personas humanas y sucesiones indivisas residentes del país derivadas de operaciones financieras, entre otras cuestiones. El 28 de diciembre de 2019, el 30 de enero de 2020 y el 1° de abril de 2020 se publicaron en el Boletín Oficial el Decreto N° 99/2019, el Decreto N°116/2020 y el Decreto N°330/2020 respectivamente, mediante los cuales el Poder Ejecutivo nacional reglamentó algunos aspectos de la Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva. Además, la citada ley ha sido reglamentada a través del dictado de la Resolución General (AFIP) N°4659/2020 (B.O. 07/01/2020), la Resolución General (AFIP) N°4664/2020 (B.O. 15/01/2020), la Resolución General (AFIP) N°4667/2020 (B.O. 31/01/2020), la Resolución General (AFIP) N° 4673/2020 (B.O.07.02.2020), la Resolución General (AFIP) N°4690/2020 (B.O. 01.04.2020), la Resolución General (AFIP) N°4691/2020 (B.O. 02/04/2020), entre otras.*

*Este resumen incluye las modificaciones introducidas en virtud de las normas citadas; 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. Al respecto destacamos que sin perjuicio de que se han dictado las citadas normas, se espera que a la brevedad se emitan más reglamentaciones y aclaraciones, toda vez que a la fecha no resulta posible determinar cómo las recientes modificaciones incorporadas serán reguladas y aplicadas por las autoridades fiscales de la Argentina.*

*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**

### *a) Personas humanas y sucesiones indivisas residentes en el país*

#### *Ejercicios fiscales 2018 y 2019*

En virtud de las modificaciones introducidas por la Ley de Reforma Tributaria, para los ejercicios fiscales o años fiscales que se inicien a partir del 1 de enero de 2018 y hasta el 31 de diciembre de 2019, inclusive, la ganancia neta de fuente argentina deriva de resultados en concepto de los intereses de las obligaciones negociables y los resultados provenientes de operaciones de compraventa, cambio, permuta, conversión u otra forma 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 durante dicho período 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 artículo 100 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, en tanto se trate de ganancias de fuente argentina, podrán efectuar una deducción especial por un monto equivalente al mínimo no imponible definido en el inciso a) del artículo 30 de la Ley de 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. Adicionalmente, sólo podrán computarse contra las ganancias mencionadas, los costos de adquisición y gastos directa o indirectamente relacionados con ellas, no pudiendo deducirse los conceptos previstos en los artículos 29, 30 y 85 de la Ley de Impuesto a las Ganancias y todos aquellos que no correspondan a una determinada categoría de ganancias.

La Resolución General (AFIP) N° 4190-E/2018 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) N° 830/2000 en relación a los intereses obtenidos como consecuencia de la tenencia de las Obligaciones Negociables.

La ganancia bruta por la enajenación de las obligaciones negociables realizada durante dicho período 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 Ley de 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.

Si la enajenación de las Obligaciones Negociables arrojara un quebranto, este no resultará computable en la medida que el contribuyente adquiera dentro de las 72 horas previas o posteriores un valor de naturaleza sustancialmente similar, debiendo adicionarse el referido quebranto al costo de adquisición de este último.

Tratándose de personas humanas residentes y sucesiones indivisas radicadas en Argentina, la Ley de Reforma Tributaria 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. Por su parte, la Ley de Solidaridad en su artículo 47 dispone la posibilidad de optar por afectar los intereses o rendimientos del período fiscal 2019 al costo computable del título u obligación que los generó, en cuyo caso el mencionado costo deberá disminuirse en el importe del interés o rendimiento afectado.

La Resolución General N°4394/2019 de la AFIP implementa un régimen de información para la renta financiera mediante el cual debe presentarse una declaración jurada por medio de la cual las entidades financieras comprendidas en la Ley de Entidades Financieras, Ley N° 21.526 (la “Ley de Entidades Financieras”), 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°4395/2019 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 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) 4298/2018, 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.

#### *Ejercicio fiscal 2020 y siguientes*

Señalamos que el artículo 32 de la Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva deroga a partir del período fiscal 2020, los artículos 95 y 96 de la Ley de Impuesto a las Ganancias que establecían para los ejercicios fiscales o años fiscales que se inicien a partir del 1 de enero de 2018 un impuesto cedular a la renta financiera aplicable al rendimiento producto de la colocación de capital en valores (por ejemplo, intereses derivados de obligaciones negociables) así como a los intereses o rendimientos y descuentos o primas de

emisión. Asimismo, a través del artículo 33 de la Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva se restablece, entre otras cuestiones, la vigencia de las exenciones derogadas por los incisos b), c) y d) del artículo 81 de la Ley de Reforma Tributaria, sin que resulte de aplicación lo dispuesto en el artículo 109 de la Ley de Impuesto a las Ganancias, que dispone que las exenciones totales o parciales establecidas o que se establezcan en el futuro por leyes especiales respecto de títulos, letras, bonos, obligaciones y demás valores emitidos por el Estado Nacional, provincial, municipal o la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, no tendrán efecto en el impuesto a las ganancias para las personas humanas y sucesiones indivisas residentes en el país. En virtud de ello, las ganancias derivadas de los intereses de obligaciones negociables que cumplan con las condiciones del artículo 36 de la Ley de Obligaciones Negociables se encontrarán exentos para las personas humanas y sucesiones indivisas residentes en Argentina. Además, el artículo 34 de la Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva, con aplicación a partir del período fiscal 2020, dispone que cuando se trate de valores alcanzados por las disposiciones del artículo 98 de la Ley de Impuesto a las Ganancias, no comprendidos en el primer párrafo del artículo 26 inciso u) de la Ley de Impuesto a las Ganancias, las personas humanas y sucesiones indivisas residentes del país quedan exentas por los resultados derivados de su compraventa, cambio, permuta o disposición, en la medida que coticen en bolsas o mercados de valores autorizados por la CNV, sin que resulte de aplicación el citado artículo 109 de la Ley de Impuesto a las Ganancias. Se reitera que, como consecuencia del reciente dictado de la Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva, aún quedan pendientes ciertas aclaraciones y definiciones (por ejemplo, la vigencia y el alcance de las exenciones restablecidas por la citada ley) que se espera sean emitidas a la brevedad.

#### *b) Entidades Argentinas*

En lo que refiere a los intereses y ganancias de capital que obtengan los sujetos comprendidos en el Título VI de la Ley de Impuesto a las Ganancias (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 53 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 derivadas de establecimientos permanentes definidos en el Artículo 22 de la Ley de Impuesto a las Ganancias, toda otra clase de sociedades o empresas unipersonales constituidas en el país, los comisionistas, rematadores, consignatarios y demás auxiliares de comercio no incluidos expresamente en la cuarta categoría del Impuesto a las Ganancias (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 Entidades Argentinas (es decir, 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 o bien al momento en que se produzcan ciertos indicios que den lugar a la aplicación de la figura de “dividendos fictos”. Sin embargo, destacamos que en virtud del artículo 48 de la Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva, se suspende la reducción de la alícuota corporativa dispuesta en la Ley de Reforma Tributaria hasta los períodos fiscales que se inicien a partir del 1° de enero de 2021, inclusive, estableciéndose que durante dicho período de suspensión resultará aplicable la alícuota del 30% y del 7% para la distribución de dividendos o utilidades asimilables que efectúen las Entidades Argentinas.

La Ley de Reforma Tributaria 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*

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 u) del artículo 26 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 26 inciso u) 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, cuyo producido se aplique exclusivamente 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, 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 94 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 y Condiciones de Exención.

Para los Beneficiarios del Exterior no rigen las disposiciones contenidas en el artículo 28 de la Ley de Impuesto a las Ganancias ni en el artículo 106 de la Ley N° 11.683 que subordinan 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 Artículo 240 del decreto reglamentario de la Ley de Impuesto a las Ganancias, 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 26 u) 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 de Entidades Financieras.

Cuando se trate de una enajenación de Obligaciones Negociables realizada por Beneficiarios del Exterior y que no califique como exenta por estar el Beneficiario del Exterior radicado en una jurisdicción no cooperante o los fondos invertidos provengan de una jurisdicción no cooperante, corresponderá aplicar la alícuota del 35% prevista en el artículo 102 de la Ley de Impuesto a las Ganancias sobre la base presunta prevista en el inciso i) del artículo 104 de la citada ley.

La Resolución General AFIP N° 4227/2018 establece los distintos mecanismos de retención y/o ingreso del tributo, tanto para el caso de intereses y rendimientos como para el caso de operaciones de enajenación, de acuerdo al caso concreto de que se trate.

Según el artículo 252 del decreto reglamentario de la ley de Impuesto a las Ganancias, en los supuestos contemplados en el último párrafo del artículo 98 de la ley de Impuesto a las Ganancias, el enajenante Beneficiario del Exterior deberá ingresar el impuesto directamente a través del mecanismo que a esos efectos establezca la AFIP, o podrá hacerlo: (i) a través de un sujeto residente en el país con mandato suficiente o (ii) por su representante legal domiciliado en el país.

Se reitera que, como consecuencia del dictado de la Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva, se restableció, entre otras cuestiones, la vigencia de las exenciones derogadas por los incisos b), c) y d) del artículo 81 de la Ley de Reforma Tributaria (entre ellas, las exenciones previstas en la Ley de Obligaciones Negociables), quedando aún pendientes ciertas aclaraciones y definiciones sobre su alcance, las que se espera sean emitidas a la brevedad.

### ***Impuesto sobre los Bienes Personales (“IBP”)***

Hasta el ejercicio fiscal 2018

Con aplicación hasta el período fiscal 2018, 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. De igual modo, con la aplicación hasta el período fiscal, las personas humanas domiciliadas en el exterior y las sucesiones indivisas radicadas en el exterior sólo tributan el IBP por sus bienes situados en Argentina. Se considera que las obligaciones negociables están situadas en el país cuando el domicilio del emisor esté ubicado en Argentina.

Ejercicio fiscal 2019 y siguientes

Con efectos para los períodos fiscales 2019 y siguientes, los sujetos pasivos del IBP se regirán por el criterio de residencia en los términos y condiciones establecidos en el artículo 116 y siguientes de la Ley de Impuesto a las Ganancias, quedando sin efecto el criterio de “domicilio”. Asimismo, el Decreto N° 99/2019 aclara que toda referencia que efectúen las normas legales, reglamentarias y complementarias sobre el nexo de vinculación “domicilio” con relación al IBP, debe entenderse referida a “residencia”.

De conformidad con el Artículo 28 de la Ley de Solidaridad Social y reactivación Productiva, con efectos a partir de período fiscal 2019, las alícuotas aplicables al gravamen a ingresar por las personas físicas residentes en Argentina y las sucesiones indivisas allí radicadas, 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 a Ps.2.000.000,00 o inmuebles destinados a casa-habitación cuyo valor sea igual o inferior a Ps.18.000.000,00) se regirán de acuerdo a la siguiente tabla:

Valor total de los bienes que exceda el mínimo no imponible		Pagarán \$	Más el %	Sobre el excedente de \$
Más de \$	A \$			
0	3.000.000, inclusive	0	0,50 %	0
3.000.001	6.500.000, inclusive	15.000	0,75 %	3.000.000
6.500.001	18.000.000, inclusive	41.250	1,00 %	6.500.000
18.000.001	En adelante	156.250	1,25 %	18.000.000

Además, se delega en el Poder Ejecutivo Nacional hasta el 31 de diciembre de 2020, la facultad de fijar alícuotas diferenciales superiores hasta en un 100% sobre la tasa máxima expuesta en el cuadro precedente, para gravar los bienes situados en el exterior, y de disminuirla, para el caso de activos financieros situados en el exterior, en caso de verificarse la repatriación del producido de su realización. En tal sentido, mediante el dictado del Decreto N° 99/2019, se dispone que, en relación a los activos situados en el exterior, las personas físicas y las sucesiones indivisas residentes en la Argentina, deberán calcular el IBP a ingresar, conforme la siguiente tabla con alícuotas incrementadas:

Valor total de los bienes del país y del exterior		El valor total de los bienes situados en el exterior que exceda el mínimo no imponible no computado contra los bienes del país pagarán el %
Más de \$	a \$	
0	3.000.000, inclusive	0,70
3.000.001	6.500.000, inclusive	1,20
6.500.001	18.000.000, inclusive	1,80
18.000.001	En adelante	2,25

Cabe señalar que las alícuotas incrementadas no aplicarán en la medida que se cumplan determinados requisitos vinculados con la repatriación de ciertos activos correspondientes a un porcentaje del valor total de los bienes situados en el exterior.

#### *Personas humanas domiciliadas en el exterior y las sucesiones indivisas radicadas en el exterior*

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, 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. Respecto del período fiscal 2019 y siguientes para las personas humanas y las sucesiones indivisas residentes en el exterior por los bienes situados en el país, corresponderá aplicar la alícuota del 0,50% (conforme el artículo 31 de la Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva).

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 incrementados, de corresponder, en el importe de los intereses actualizados y diferencias de cambio que se hubieran devengado. 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 de la Ley de IBP (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 o con residencia, según el periodo fiscal que corresponda, 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 o residentes en el país, según el periodo fiscal correspondiente, 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 (tal como lo son las Obligaciones Negociables): (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 General 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 se encuentra exenta de 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***

En virtud de lo dispuesto por la Ley N°27.260, el impuesto a la ganancia mínima presunta se derogó 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 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. Respecto del punto (i), señalamos que la Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva para los hechos imponible que se perfeccionen a partir del 24 de diciembre de 2019 establece que cuando se lleven a cabo extracciones en efectivo, bajo cualquier forma, los débitos efectuados en las cuentas allí mencionadas, estarán sujetos al doble de la tasa vigente para cada caso, sobre el monto de los mismos. Lo mencionado anteriormente, no resultará de aplicación a las cuentas cuyos titulares sean personas humanas o personas jurídicas que revistan y acrediten la condición de Micro y Pequeñas Empresas.

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 abiertas en entidades financieras locales, el crédito correspondiente estará sujeto al impuesto a una alícuota general del 0,6%, a menos que aplique alguna exención.

En algunos casos se podrá emplear una alícuota incrementada del 1,2% y una reducida del 0,075%.

De conformidad con el Decreto N°409/2018 (publicado en el Boletín Oficial el 7 de mayo de 2018) en el caso de titulares de cuentas bancarias sujetos a la alícuota general del 0,6%, el 33% del impuesto determinado y percibido por el agente de percepción sobre los montos acreditados y debitados en dichas cuentas podrá computarse como pago a cuenta del Impuesto a las Ganancias y/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 la Contribución Especial sobre el Capital de las Cooperativas. El monto restante podrá ser deducido de la base imponible del Impuesto a las Ganancias.

En el caso de aplicarse una alícuota menor a las indicadas en el párrafo precedente, el cómputo de crédito del Impuesto a las Ganancias y/o de la Contribución Especial sobre el Capital de las Cooperativas será del 20 %.

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).

Además, el artículo 10 inciso (a) del Anexo del Decreto N° 380/2001 establece que estarán exentos del impuesto, entre otras operaciones, los débitos y créditos correspondientes a cuentas utilizadas en forma exclusiva para las operaciones inherentes a la actividad específica y los giros y transferencias de los que sean ordenantes con igual finalidad, por los mercados autorizados por la CNV y sus respectivos agentes, las bolsas de comercio que no tengan organizados mercados de valores, cajas de valores y entidades de liquidación y compensación de operaciones autorizadas por la CNV.

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.

### ***Impuesto Para una Argentina Inclusiva y Solidaria (PAIS)***

La Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva estableció, con carácter de emergencia y por el término de cinco períodos fiscales a partir de la entrada en vigencia de dicha ley, un impuesto nacional aplicable sobre determinadas operaciones de compra de billetes y divisas en moneda extranjera y demás operaciones de cambio de divisas y adquisición de servicios realizadas por sujetos residentes en el país (personas humanas o jurídicas, sucesiones indivisas y demás responsables). La alícuota aplicable es, en general, del 30%. Los inversores deberán considerar las disposiciones que les resulten aplicables según su caso concreto.

### ***Impuesto sobre los Ingresos Brutos***

El Impuesto sobre los Ingresos Brutos es un impuesto local que grava el ejercicio habitual y a título oneroso de una actividad económica en una jurisdicción provincial o en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

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 ingresos resultantes de cualquier operación relacionada con las obligaciones negociables, los intereses, actualizaciones devengadas y el valor de venta en caso de transferencia sobre las obligaciones negociables emitidas bajo la Ley de Obligaciones Negociables mientras resulte de aplicación la exención en el Impuesto a las Ganancias. Dicha exención no resulta aplicable a las actividades desarrolladas por agentes de bolsa y todo tipo de intermediarios en relación con tales operaciones.

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. El Consenso Fiscal producirá efectos sólo respecto de las jurisdicciones que lo aprueben por sus legislaturas y a partir de esa fecha. Sin embargo, destacamos que el 17 de diciembre de 2019 las provincias argentinas y la Ciudad Autónoma de Buenos Aires firmaron un acuerdo de suspensión de determinadas disposiciones del Consenso Fiscal, el cual también producirá efectos una vez aprobado por cada una de las legislaturas de las jurisdicciones firmantes.

Considerando la autonomía en materia tributaria de la cual gozan las distintas jurisdicciones provinciales, incluyendo a la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, 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, 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. Dicho impuesto grava en general, los actos y contratos de carácter oneroso formalizados en instrumentos públicos y/o privados, que se otorguen en la jurisdicción de cada provincia y en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires y los contratos instrumentados en una de dichas jurisdicciones o en el exterior, pero que produzcan efectos en otra jurisdicción argentina.

Con respecto a la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, en lo que respecta a las obligaciones negociables, el Artículo 498, inciso 54 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 498 inciso 50 del Código Fiscal de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires establece que están exentos los instrumentos, actos y operaciones de cualquier naturaleza, incluyendo entregas y recepciones de dinero, vinculados y/o necesarios para posibilitar el incremento de capital social, emisión de títulos valores representativos de deuda de sus emisoras y cualesquiera otros valores negociables 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 valores negociables. 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 valores negociables 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 45 del Código Fiscal de la citada provincia dispone una exención para los instrumentos, actos y operaciones de cualquier naturaleza vinculados con la emisión de títulos representativos de deuda de sus emisores y cualquier otro título valor destinado a la oferta pública en los términos de la Ley N° 17.811 por parte de sociedades autorizadas por la CNV a hacer oferta pública. Esta exención se aplica asimismo a la constitución de cualquier garantía, real o personal, a favor de los inversores o terceros garantes de la emisión, ya sea anteriores, simultáneas o posteriores a dicha emisión. Sin embargo, esta exención queda sin efecto, 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 las Obligaciones Negociables no se realiza en un plazo de 180 días corridos a partir de ser concedida la autorización solicitada.

Además, 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 y operaciones, incluyendo entregas o recepciones de dinero, 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. Esta exención comprende a los aumentos de capital que se

realicen por la conversión de las obligaciones negociables indicadas en la oración anterior, como así también, a la constitución de todo tipo de garantías personales o reales a favor de inversores o terceros que garanticen la emisión sean anteriores, simultáneos o posteriores a la misma. Asimismo, se establecen exenciones en la Provincia de Buenos Aires para los títulos debidamente autorizados para su oferta pública por la CNV siempre que se cumpla con ciertos requisitos. Se debe tener en consideración que cualquier transferencia de los títulos instrumentada 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. Sin perjuicio de lo indicado, el 17 de diciembre de 2019 las provincias argentinas y la Ciudad Autónoma de Buenos Aires firmaron un acuerdo de suspensión de determinadas disposiciones del Consenso Fiscal, el que producirá efectos respecto de las jurisdicciones que lo aprueben por sus legislaturas y a partir de esa fecha.

Considerando las atribuciones autónomas conferidas a cada jurisdicción provincial en relación con cuestiones impositivas, debe analizarse cualquier posible efecto derivado de estas operaciones, en forma adicional al tratamiento impositivo establecido por las demás jurisdicciones provinciales.

### ***Tasa de Justicia***

En caso de que sea necesario instituir procedimientos de ejecución en relación con las Obligaciones Negociables, se impondrá la correspondiente tasa de justicia (actualmente del 3% en la Ciudad Autónoma 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, respecto del periodo fiscal 2020 están exentas del ITGB las transmisiones gratuitas de bienes cuando su valor en conjunto sea igual o inferior a Ps.322.800, monto que se eleva a Ps.1.344.000, 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% y el pago de una suma fija de ITGB, según el grado de parentesco y la base imponible involucrada.
7. Respecto de la existencia de impuestos a la transmisión gratuita de bienes en las restantes jurisdicciones provinciales, el análisis deberá llevarse a cabo tomando en consideración la legislación de cada provincia en particular.

### ***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 el receptor local calculado sobre 110% del monto de los fondos transferidos.
- también se determinará el IVA sobre el receptor local, calculado sobre el 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 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 19 y 20 agregados a continuación del artículo 15 de la Ley de Impuesto a las Ganancias, texto ordenado en 2019 y sus modificaciones.

Por su parte, el artículo 19 de la Ley de Impuesto a las Ganancias 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. En tal sentido, el Artículo 24 del decreto reglamentario de la Ley de Impuesto a las Ganancias dispone que son consideradas como jurisdicciones “no cooperantes”, en los términos del artículo 19 de la mencionada ley, las siguientes: 1. Bosnia y Herzegovina, 2. Brecqhou, 3. Burkina Faso, 4. Estado de Eritrea, 5. Estado de la Ciudad del Vaticano, 6. Estado de Libia, 7. Estado Independiente de Papúa Nueva Guinea, 8. Estado Plurinacional de Bolivia, 9. Isla Ascensión, 10. Isla de Sark, 11. Isla Santa Elena, 12. Islas Salomón, 13. Los Estados Federados de Micronesia, 14. Mongolia, 15. Montenegro, 16. Reino de Bután, 17. Reino de Camboya, 18. Reino de Lesoto, 19. Reino de Suazilandia, 20. Reino de Tailandia, 21. Reino de Tonga, 22. Reino Hachemita de Jordania, 23. República Kirguisa, 24. República Árabe de Egipto, 25. República Árabe Siria, 26. República Argelina Democrática y Popular, 27. República Centroafricana, 28. República Cooperativa de Guyana, 29. República de Angola, 30. República de Bielorrusia, 31. República de Botsuana, 32. República de Burundi, 33. República de Cabo Verde, 34. República de Costa de Marfil, 35. República de Cuba, 36. República de Filipinas, 37. República de Fiyi, 38. República de Gambia, 39. República de Guinea, 40. República de Guinea Ecuatorial, 41. República de Guinea-Bisáu, 42. República de Haití, 43. República de Honduras, 44. República de Irak, 45. República de Kenia, 46. República de Kiribati, 47. República de la Unión de Myanmar, 48. República de Liberia, 49. República de Madagascar, 50. República de Malawi, 51. República de Maldivas, 52. República de Malí, 53. República de Mozambique, 54. República de Namibia, 55. República de Nicaragua, 56. República de Palaos, 57. República de Ruanda, 58. República de Sierra Leona, 59. República de Sudán del Sur, 60. República de Surinam, 61. República de Tayikistán, 62. República de Trinidad y Tobago, 63. República de Uzbekistán, 64. República de Yemen, 65. República de Yibuti, 66. República de Zambia, 67. República de Zimbabue, 68. República del Chad, 69. República del Níger, 70. República del Paraguay, 71. República del Sudán, 72. República Democrática de Santo Tomé y Príncipe, 73. República Democrática de Timor Oriental, 74. República del Congo, 75. República Democrática del Congo, 76. República Democrática Federal de Etiopía, 77. República Democrática Popular Lao, 78. República Democrática Socialista de Sri Lanka, 79. República Federal de Somalia, 80. República Federal Democrática de Nepal, 81. República Gabonesa, 82. República Islámica de Afganistán, 83. República Islámica de Irán, 84. República Islámica de Mauritania, 85. República Popular de Bangladés, 86. República Popular de Benín, 87. República Popular Democrática de Corea, 88. República Socialista de Vietnam, 89. República Togolesa, 90. República Unida de Tanzania, 91. Sultanato de Omán, 92. Territorio Británico de Ultramar Islas Pitcairn, Henderson, Ducie y Oeno, 93. Tristán da Cunha, y 94. Tuvalu, 95. Unión de las Comoras.

Además, dicho artículo establece que la AFIP deberá informar al Ministerio de Hacienda cualquier novedad que justifique una modificación en el listado precedente, a los fines de su actualización.

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 73 de esa ley (es decir, inferior a 15%).

El artículo 25 del decreto reglamentario de la Ley de Impuesto a las Ganancias, precisó que a los fines de determinar el nivel de imposición al que alude la definición de jurisdicciones de baja o nula tributación, deberá considerarse la tasa total de tributación, en cada jurisdicción, que grave la renta empresaria, con independencia de los niveles de gobierno que las hubieren establecido. También establece que por “régimen tributario especial” se entenderá toda regulación o esquema específico que se aparta del régimen general de imposición a la renta

corporativa vigente en ese país y que dé por resultado una tasa efectiva inferior a la establecida en el régimen general.

#### ***Convenios para evitar la doble imposición internacional***

Argentina posee convenios para evitar la doble imposición, vigentes con varios países (Alemania, Australia, Bélgica, Bolivia, Brasil, Canadá, Chile, Dinamarca, España, Finlandia, Francia, Reino Unido, Italia, México, Noruega, Países Bajos, Rusia, Suecia, Suiza y Emiratos Árabes Unidos). Los convenios firmados con China, Luxemburgo, Qatar, Austria, Japón y Turquía no han entrado en vigor a la fecha de este Prospecto por estar aún pendiente el cumplimiento de los requisitos previstos en las respectivas legislaciones internas. Actualmente no existe ningún convenio para evitar la doble imposición internacional en vigencia entre Argentina y los Estados Unidos. Los inversores deberán considerar el tratamiento aplicable bajo los mencionados convenios según su situación particular.

**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 Prospecto en la sede administrativa de la Sociedad sita en Av. del Libertador 101, Piso 12, Localidad de Vicente López, Partido de 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](http://www.bolsar.com)), la página web de la CNV ([www.cnv.gov.ar](http://www.cnv.gov.ar)) en el ítem “Empresas—Vista Oil & Gas Argentina S.A.—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 utiliza generalmente para referirse a transacciones que tienen la intención de introducir fondos provenientes de la comisión de un delito en el sistema financiero legal y así transformar ganancias por actividades ilegales en activos de origen aparentemente legítimo.

El 13 de abril del 2000, el Congreso de la Nación aprobó la Ley N° 25.246 (modificada posteriormente 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 creó a nivel nacional el régimen de Prevención de Lavado de Activos y Financiamiento del Terrorismo (“**PLA/FT**”), tipificando el delito de lavado de activos, creando y designando a la Unidad de Información Financiera (la “**UIF**”) como autoridad de aplicación del régimen y estableciendo la obligación legal para diversas entidades del sector público y privado a brindar información y cooperar con esta última.

LA UIF es un organismo descentralizado que funciona con autonomía y autarquía financiera en jurisdicción del Ministerio de Economía, y tiene como misión prevenir e impedir el delito de lavado de activos y el financiamiento del terrorismo.

A continuación, se enumeran ciertas disposiciones relativas al régimen de PLA/FT establecido por la Ley de Prevención de Lavado de Activos, incluyendo sus disposiciones modificatorias y complementarias, incluyendo las normas dictadas por la UIF y la CNV. 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.

#### ***Delitos de lavado de activos y financiamiento del terrorismo***

##### ***a) Lavado de activos***

El Código Penal (el “**CP**”) tipifica en su art. 303 el delito de lavado de activos, estableciendo que éste se configura 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 sea en un solo acto o por la reiteración de hechos diversos vinculados entre sí. El art. 303 del CP, establece las siguientes penas:

(i) Si el monto de la operación supera los Ps. 300.000, pena de prisión de tres (3) a diez (10) años y multas de dos a diez veces el monto de la operación. Dicha pena 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 público 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 requiriera habilitación especial.

(ii) quien recibiere dinero u otros bienes provenientes de un ilícito penal, con el fin de hacerlos aplicar en una operación de las descritas precedentemente, que les dé la apariencia posible de un origen lícito, será reprimido con la pena de prisión de seis (6) meses a tres (3) años;

(iii) si el valor de los bienes no excediese la suma de Ps.300.000, la pena será de prisión por el plazo de seis (6) meses a tres (3) años.

#### *b) Sanciones para personas jurídicas*

Asimismo, el CP prevé en su 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 suspensión de actividades ni de cancelación de la personería.

#### *c) Financiamiento del terrorismo*

Asimismo, el art. 306 del CP tipifica el delito de financiamiento del terrorismo. Comete este delito 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:

i) Para financiar la comisión de un delito con la finalidad establecida en el artículo 41 quinquies del CP (actos cometidos con la finalidad de aterrorizar a la población u obligar a las autoridades públicas nacionales o gobiernos extranjeros o agentes de una organización internacional a realizar un acto o abstenerse de hacerlo);

b) Por una organización que cometa o intente cometer delitos con la finalidad establecida en el artículo 41 quinquies del CP;

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 del CP.

La pena prevista es prisión de cinco (5) a quince (15) años y multa de dos (2) a diez (10) veces el monto de la operación. Asimismo, serán de aplicación las mismas sanciones para personas de existencia ideal descriptas para el delito de lavado de activos.

#### *Sujetos Obligados a informar y colaborar con la UIF*

La Ley de Prevención de Lavado de Activos, en línea con los estándares internacionales de PLA/FT, no se limita a designar a la UIF como el organismo a cargo de prevenir el lavado de activos y el financiamiento del terrorismo, sino que también establece determinadas obligaciones a diversas entidades del sector público y privado, que son designados como sujetos obligados legalmente a informar y colaborar con la UIF.

De acuerdo con la Ley de Prevención de Lavado de Activos y las normas que la complementan, las siguientes personas, entre otras, son sujetos obligados ante la UIF: (i) bancos, entidades financieras y compañías de seguros; (ii) agencias de cambio y personas físicas y jurídicas autorizadas por el Banco Central de la República Argentina (“**BCRA**”) 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 de liquidación y compensación, agentes de negociación, las personas humanas y/o jurídicas registradas ante la CNV actúen en la colocación de fondos comunes de inversión o de otros productos de inversión colectiva autorizados por dicho organismo; plataformas de financiamiento colectivo, agentes asesores globales de inversión y las personas jurídicas que actúen como fiduciarios financieros cuyos valores fiduciarios cuenten con autorización de oferta pública de la CNV, y los agentes registrados por el mencionado organismo de contralor que intervengan en la colocación de valores negociables emitidos en el marco de los fideicomisos antes mencionados; (iv) (v) organizaciones gubernamentales tales como el BCRA, la AFIP, la Superintendencia de Seguros de la Nación, la CNV y la IGJ; (vi) profesionales del área de ciencias económicas y escribanos públicos.

La norma establece que no se considerará como sujeto obligado a aquellos agentes registrados ante la CNV bajo la subcategoría de Agentes de Liquidación y Compensación -Participante Directo-, siempre que su actuación se limite exclusivamente a registrar operaciones en contratos de futuros y contratos de opciones sobre futuros, negociados en mercados bajo supervisión de esa comisión, por cuenta propia y con fondos propios; y no ofrezcan servicios de intermediación, ni la apertura de cuentas operativas a terceros para cursar órdenes y operar los instrumentos señalados; ello en atención a lo dispuesto por la Resolución General CNV N° 731/2018 o aquellas que la modifiquen, complementen o sustituyan.

Los sujetos obligados tienen los siguientes deberes:

(i) recabar de sus clientes documentos que prueben fehacientemente su identidad, personería jurídica, domicilio y demás datos que en cada caso se estipulen (lo cual deberá traducirse en una política de “conozca a su cliente” o “**KYC**”, por sus siglas en inglés);

(ii) realizar un procedimiento de debida diligencia (*due diligence*) de sus clientes y reportar cualquier operación o hecho sospechoso (que, de acuerdo con las prácticas habituales del área involucrada, así como la experiencia y competencia de los sujetos obligados, sean operaciones tentadas o consumadas que previamente se identificaron como operaciones inusuales por el sujeto obligado, 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 y Financiamiento del Terrorismo. Dentro del marco del análisis de un reporte 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.

De acuerdo con el Anexo I de la Resolución N° 154/2018 de la UIF (que establece el mecanismo de supervisión e inspección de la UIF), tanto el BCRA<sup>1</sup> como la CNV<sup>2</sup> son considerados “Órganos de Contralor Específicos”. En tal carácter, deben colaborar con la UIF en la evaluación del cumplimiento de los procedimientos de PLA/ FT por parte de los sujetos obligados sujetos a su control. A estos fines, están facultados a supervisar, monitorear e inspeccionar dichas entidades. La denegatoria, entorpecimiento u obstrucción de las inspecciones por parte de los sujetos obligados podrá dar lugar sanciones administrativas por parte de la UIF y a sanciones penales.

El BCRA y la CNV deben cumplir asimismo con las normas sobre PLA/ FT establecidas por la UIF, incluyendo el reporte de operaciones sospechosas. A su vez, los sujetos obligados regulados por estos organismos se encuentran sujetos a las Resoluciones UIF N° 30/17 y 21/2018, respectivamente. Dichas normas establecen los lineamientos que dichas entidades 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, las mencionadas normas (cuyos textos ordenados fueron aprobados posteriormente por la Resolución UIF N° 156/18, a la cual recomendamos remitirse para consultar el estado actualizado de las normativas citadas) cambian el enfoque de cumplimiento normativo formalista por un “Enfoque Basado en Riesgos”, en base a las recomendaciones revisadas por el Grupo de Acción Financiera Internacional (el “GAFI”) en el año 2012, con el 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 la financiación del terrorismo. Asimismo, se receptan las disposiciones de la Resolución UIF N° 4/17, estableciendo la posibilidad de llevar a cabo procedimientos de *due diligence* especiales respecto de clientes supervisados en el extranjero (antes denominados “inversores internacionales”) y clientes locales que sean sujetos obligados ante la UIF.

#### Normas de la CNV

Las Normas de la CNV establecen, entre otras disposiciones, que los sujetos obligados bajo su control 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 considerados que no sean considerados No Cooperantes o de Alto Riesgo por el GAFI.

Asimismo, establecen las modalidades de pago y procedimientos de control para la recepción y entrega de fondos de y hacia clientes.

#### Régimen de Sinceramiento Fiscal

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 (conjuntamente el “Régimen de Sinceramiento Fiscal”) establecieron que la información exteriorizada voluntariamente podrá ser utilizada para la investigación y sanción de los delitos de lavado de activos y financiamiento del terrorismo. Para ello, 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 concurran indicios graves, precisos y concordantes de la comisión de los delitos de lavado de activos y/o financiamiento del terrorismo. Del mismo modo, la AFIP permanece obligada a reportar a la UIF las operaciones sospechosas que detectare en el marco del Régimen de Sinceramiento Fiscal y a aportarle toda la información que esta requiriera, no pudiendo oponer el secreto fiscal. **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 CP y las normas dictadas por la UIF, la CNV y el BCRA en su totalidad. A tales fines, las partes interesadas pueden visitar los sitios web del Ministerio de Economía ([www.argentina.gob.ar/economia](http://www.argentina.gob.ar/economia)), de la sección de información legislativa**

<sup>1</sup> Las normas específicas que regulan el deber de colaboración de este organismo están contenidas en la Resolución UIF N° 97/2018.

<sup>2</sup> Las normas específicas que regulan el deber de colaboración de este organismo están contenidas en la Resolución UIF N° 155/2018.

([www.infoleg.gov.ar](http://www.infoleg.gov.ar)), de la UIF ([www.argentina.gob.ar/uif](http://www.argentina.gob.ar/uif)), de la CNV ([www.cnv.gov.ar](http://www.cnv.gov.ar)) y/o del BCRA, ([www.bcra.gov.ar](http://www.bcra.gov.ar)). La información contenida en dichos sitios no forma parte de este Prospecto.

#### **f) Ley de Solidaridad**

La Ley N° 27.541 publicada el 23 de diciembre de 2019 declaró la emergencia pública en materia económica, financiera, fiscal, administrativa, previsional, tarifaria, energética, sanitaria y social y otorga facultades especiales al Poder Ejecutivo Nacional en dichas materias hasta el 31 de diciembre de 2020.

A continuación, detallamos los aspectos salientes de esta nueva normativa:

##### *Deuda Pública*

El Poder Ejecutivo Nacional se encuentra facultado a renegociar la deuda pública nacional con los acreedores de la República Argentina, debiendo informar el resultado de las gestiones al Congreso de la Nación.

##### *Sistema Energético*

El Poder Ejecutivo Nacional se encuentra facultado a mantener las tarifas de electricidad y gas natural bajo jurisdicción federal y a renegociar de la Revisión Tarifaria Integral vigente o iniciar una revisión de carácter extraordinario desde la entrada en vigencia de la ley y por un plazo máximo de hasta 180 días, propendiendo a una reducción de la carga tarifaria real sobre los hogares y las empresas para el año 2020.

El Poder Ejecutivo Nacional podrá intervenir administrativamente por 1 año el ENRE y ENARGAS, suspendiendo la aplicación del art. 124 de la Ley de Presupuesto 2019 (en virtud del cual pasaron a estar sujetas a la jurisdicción de la Provincia de Buenos Aires y de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires).

El ENRE mantendría su competencia sobre el servicio público de distribución de energía eléctrica de Edenor y Edesur.

##### *Obligaciones Impositivas*

Entre las principales reglamentaciones en materia impositiva previstas en la ley, se destacan:

**Moratoria:** Se establece una moratoria con relación a ciertas obligaciones tributarias, de la seguridad social y aduaneras vencidas al 30 de noviembre de 2019 inclusive (aun aquellas que se encuentren en discusión administrativa o judicial), y la condonación de intereses, multas y demás sanciones relacionadas con dichas obligaciones para MIPYMES y entidades civiles sin fines de lucro.

El acogimiento podrá realizarse, luego de dictada la reglamentación, hasta el 30 de abril de 2020, inclusive.

**Reintegros a Sectores Vulnerados:** Se faculta a la Administración Federal de Ingresos Públicos (AFIP) para establecer un régimen de reintegros para personas humanas que sean consumidores finales, y un régimen de estímulo para pequeños contribuyentes para fomentar la inclusión financiera y la formalización de la economía.

**Alícuotas Correspondientes a Contribuciones Patronales:** Se establecen en:

(i) 20,40% para los empleadores pertenecientes al sector privado cuya actividad principal encuadre en el sector “Servicios” o en el sector “Comercio” de acuerdo con lo dispuesto en la resolución de la Secretaría de Emprendedores y de la Pequeña y Mediana Empresa N° 220/19 y su modificatoria o la que en el futuro la reemplace, siempre que sus ventas totales anuales superen, en todos los casos, los límites para la categorización como empresa mediana tramo 2, efectuado por el órgano de aplicación pertinente, con excepción de los comprendidos en las leyes 23.551, 23.660 y 23.661; y

(ii) 18% para los restantes empleadores pertenecientes al sector privado.

Asimismo, se modifican las deducciones aplicables por trabajador.

**Ajuste por Inflación Impositivo:** Se modifica el mecanismo para calcular el ajuste por inflación impositivo en los balances de los sujetos comprendidos en el Título VI de la ley del impuesto a las ganancias.

Bienes Personales e Impuesto Cedular: Se realiza una modificación en las escalas aplicables del Impuesto sobre los Bienes Personales con efectos a partir del período fiscal 2019.

Se delega la facultad al Poder Ejecutivo Nacional de fijar alícuotas diferenciales para gravar bienes situados en el exterior (hasta duplicarlas) así como de reducir las para activos financieros situados en el exterior, en caso de verificarse la repatriación del producido de su realización.

Se incluye dentro del concepto de activos financieros situados en el exterior a los derechos inherentes al carácter de beneficiario de fideicomisos (trust o similares) de cualquier tipo constituidos en el exterior o en fundaciones de interés privado del exterior o en cualquier otro tipo de patrimonio de afectación similar situado, radicado, domiciliado y/o constituido en el exterior.

Se deroga el impuesto cedular aplicable al rendimiento producto de la colocación de capital en valores, así como a los intereses o rendimientos y descuentos o primas de emisión a partir del período fiscal 2020 para personas humanas y sucesiones indivisas.

Se restablece la exención en el Impuesto a las Ganancias de los intereses originados por los depósitos en caja de ahorro, cuentas especiales de ahorro, a plazo fijo en moneda nacional y los depósitos de terceros u otras formas de captación de fondos del público.

Quedan excluidos de esta exención los intereses provenientes de depósitos con cláusula de ajuste.

#### *Impuesto para una Argentina Inclusiva y Solidaria (PAIS):*

Se establece un impuesto por cinco (5) períodos fiscales a partir del día de entrada en vigencia de la ley a ciertas operaciones cambiarias cuya alícuota es del 30% sobre el importe total/precio neto de impuestos y tasas, a saber:

- Compra de billetes y divisas en moneda extranjera para atesoramiento o sin un destino específico.
- Cambio de divisas para el pago de la adquisición de bienes o prestaciones y locaciones de servicios efectuadas en el exterior o servicios prestados por sujetos no residentes en el país que se cancelen mediante la utilización de tarjetas de crédito, de compra y débito.
- Extracciones o adelantos en efectivo efectuadas en el exterior.
- Compras efectuadas a través de portales o sitios virtuales y/o cualquier otra modalidad por la cual las operaciones se perfeccionen, mediante compras a distancia en moneda extranjera.
- Adquisición de servicios en el exterior contratados a través de agencias de viajes y turismo del país.
- Adquisición de servicios de transporte terrestre, aéreo y por vía acuática de pasajeros con destino fuera del país, en la medida que para la cancelación de la operación deba accederse al mercado único y libre de cambios para la adquisición de las divisas.

El Poder Ejecutivo Nacional estará facultado para incorporar nuevas operaciones.

#### *Impuesto sobre los Créditos y Débitos en Cuentas Bancarias y Otras Operatorias*

Se duplica la alícuota aplicable en impuesto sobre los débitos y créditos en cuentas bancarias para determinadas extracciones en efectivo de ciertas personas jurídicas.

#### *Impuesto a las Ganancias*

A los efectos de determinar el Impuesto a las Ganancias correspondientes al período fiscal 2019, ciertos sujetos que obtengan rentas de cuarta categoría (art. 82 incisos a) b) y c) de la Ley de Impuesto a las Ganancias) tendrán derecho a deducir de su ganancia neta sujeta a impuesto, una suma equivalente a la reducción de la base de cálculo de las retenciones que les resulten aplicables según el Decreto 561/2019 (artículo 1º, primer párrafo), sin que la referida deducción pueda generar quebranto.

Respecto de títulos públicos y obligaciones negociables comprendidos en los incisos a) y b) del primer párrafo del art. 98 de la Ley de Impuesto a las Ganancias, podrá optarse por afectar los intereses o rendimientos del período fiscal 2019 al costo computable del título u obligación que los generó, en cuyo caso el mencionado costo deberá disminuirse en el importe del interés o rendimiento afectado.

Se suspende la reducción de la tasa corporativa dispuesta en la Ley de Impuesto a las Ganancias hasta los períodos fiscales que se inicien a partir del 1 de enero de 2021, estableciéndose que durante dicho período de suspensión será aplicable la alícuota del 30% y del 7% para la distribución de dividendos o utilidades asimilables.

#### *Tasa de Estadística*

Se establece, hasta el 31 de diciembre de 2020, en un 3% la alícuota de la tasa de estadística contemplada en el Código Aduanero (art. 762), la cual se aplicará a las destinaciones definitivas de importación para consumo, con excepción de aquellas destinaciones registradas en el marco de Acuerdos Preferenciales suscriptos por el país que específicamente contemplen una exención, o aquellas que incluyan mercadería originaria y de los Estados Partes del MERCOSUR.

En consecuencia, queda modificada la alícuota (con un incremento de 0,5%) y eliminados los tope máximos establecidos oportunamente por el Decreto N° 332/2019.

No se encontrarían alcanzadas por la Tasa de Estadística las importaciones temporales ni las exportaciones. Se faculta al Poder Ejecutivo Nacional para disponer exenciones al pago de la tasa cuando se trate de una actividad específica que tenga como objeto, entre otras, finalidades de ciencia, tecnología, innovación, promoción del desarrollo económico o la generación de empleo.

Impuestos Internos: Se establecen ciertas exenciones y modifican las tasas de Impuestos Internos aplicables a vehículos automóviles y motores, embarcaciones de recreo o deportes y aeronaves, según su precio de venta.

#### *Derechos de Exportación*

Se faculta al Poder Ejecutivo Nacional a fijar, con fundamento en el Art. 755 del Código Aduanero, derechos de exportación cuya alícuota no podrá superar en ningún caso el 33% del valor imponible o del precio oficial FOB de la mercadería que se exporte. Esta facultad podrá ser ejercida hasta el 31 de diciembre de 2021.

Se prohíbe superar determinadas alícuotas en concepto de derechos de exportación según la mercadería exportada, a saber:

- 33% para las habas (porotos) de soja del valor imponible o del precio oficial FOB;
- 15% para aquellas mercancías no sujetas a derechos de exportación al 2 de septiembre de 2018 o gravadas al 0% a esa fecha;
- 5% para los productos agroindustriales de las economías regionales definidas por el PEN, las que deberán ser definidas en futuras reglamentaciones;
- 5% del valor imponible o del precio oficial FOB para bienes industriales y para la exportación de servicios; y
- 8% del valor imponible o del precio oficial FOB para hidrocarburos y minería.

#### *Haberes Previsionales y Aumentos Salariales*

Se establece la suspensión por 180 días de la movilidad de las prestaciones (art. 32 Ley 24.241 de Sistema Integrado de Jubilaciones y Pensiones).

El Poder Ejecutivo Nacional deberá fijar trimestralmente el incremento de los haberes previsionales correspondiente al Sistema Integrado de Jubilaciones y Pensiones. Asimismo, se faculta al Poder Ejecutivo Nacional para que en el plazo de 180 días:

- Convoque una comisión integrada por representantes del Ministerio de Economía, del Ministerio de Trabajo, Empleo y Seguridad Social y miembros de las comisiones del Congreso de la Nación competentes en la materia, para que proponga un proyecto de ley de movilidad de los haberes previsionales que garantice una adecuada participación de los ingresos de los beneficiarios del sistema en la riqueza de la Nación.
- Convoque una comisión integrada por representantes del Ministerio de Economía, del Ministerio de Trabajo, Empleo y Seguridad Social y miembros de las comisiones del Congreso de la Nación competentes en la materia, para que revise la sustentabilidad económica, financiera y actuarial y proponga

al Congreso las modificaciones que considere pertinentes relativas a la movilidad o actualización de los regímenes especiales (contributivos o no contributivos).

- Disponga en forma obligatoria que los empleadores del sector privado abonen a sus trabajadores incrementos salariales mínimos.
- Exima temporalmente de la obligación del pago de aportes y contribuciones al Sistema Integrado Previsional Argentino sobre esos incrementos salariales mínimos.
- Efectúe reducciones de aportes patronales y/o de contribuciones personales al Sistema Integrado Previsional limitadas a jurisdicciones y actividades específicas o en situaciones críticas.

#### *Sociedades. Capital social.*

Se dispone la suspensión hasta el 31 de diciembre de 2020 de la aplicación del art. 94 inciso 5) y del art. 206 de la Ley General de Sociedades. En consecuencia, no estarán obligadas a recomponer su situación patrimonial en oportunidad de celebrar la asamblea ordinaria de accionistas (en la cual se apruebe los estados contables que evidencien cualquiera de las situaciones que a continuación se mencionarán) las sociedades que al cierre de su ejercicio social se encuentren incursas en (1) situación de reducción obligatoria de su capital por cuanto sus pérdidas acumuladas excedan a sus reservas y la mitad de su capital o (2) causal de disolución por pérdida del capital social en atención que su pasivo es igual o superior al activo.

#### *Créditos UVA*

Se faculta al Banco Central de la República Argentina a realizar una evaluación sobre el desempeño y las consecuencias del sistema de préstamos UVA para la adquisición de viviendas y los sistemas de planes de ahorro para la adquisición de vehículos automotor, sus consecuencias sociales y económicas, y estudiar mecanismos para mitigar sus efectos negativos.

#### *Banco Central. Reservas de libre disponibilidad*

Se autoriza al Gobierno Nacional a emitir letras denominadas en dólares por un monto de hasta \$ 4.571.000.000 a 10 años de plazo, años de plazo, con amortización íntegra al vencimiento.

Se autoriza al Gobierno Nacional a adquirir divisas en el Banco Central con las letras mencionadas anteriormente, por igual cantidad a las nominalmente expresadas en las mismas.

#### *Ley de Administración Financiera*

Se dispone que, durante el período de vigencia de la presente Ley, se reestablecerán los límites para realizar reestructuraciones presupuestarias, dispuestos originalmente para el Ejercicio 2017 mediante el art. 1 de la ley 27.342, modificatoria del art. 37 de la ley 24.156 de Administración Financiera y Sistemas de Control del Sector Público Nacional.

## PARTE B

### 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.*

## 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, 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 prospecto 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.

## ***Deterioro, sustracción, pérdida y destrucción de títulos valores o de sus registros. Reemplazo***

A menos que se especifique lo contrario en los Suplementos de Prospecto correspondientes, en caso de deterioro, extravío y/o sustracción, el procedimiento se ajustará a lo establecido en la Sección 4, “Deterioro, sustracción, pérdida y destrucción de títulos valores o de sus registros”, del artículo 1.852 y siguientes del Código Civil y Comercial de la Nación, de donde surge para los títulos valores emitidos en serie, entre otras cuestiones, que el titular debe denunciar el hecho a la emisora mediante escritura pública o, tratándose de títulos ofertados públicamente, por nota con firma certificada por notario o presentada personalmente ante la autoridad pública de control, una entidad en que se negocien los títulos valores (o el BCRA, en su caso), acompañando una suma suficiente, a criterio de la emisora, para satisfacer los gastos de publicación y correspondencia, con el contenido de información que se detalla en los incisos a) a e) del artículo 1.855 del Código Civil y Comercial de la Nación.

En este sentido, la emisora debe suspender los efectos de los títulos con respecto a terceros bajo responsabilidad del peticionante, y entregar al denunciante constancia de su presentación y de la suspensión dispuesta (conf. artículo 1.856 del Código Civil y Comercial de la Nación) –igual suspensión debe disponer, en caso de valores negociables ofertados públicamente, la entidad ante quien se presente la denuncia–; efectuar las publicaciones previstas en el artículo 1.857 del Código Civil y Comercial de la Nación, por un día, en el Boletín Oficial y en uno de los diarios de mayor circulación de la República Argentina.

Cuando los títulos valores coticen públicamente, además de las publicaciones mencionadas en el párrafo anterior, la emisora o la entidad que recibe la denuncia, estará obligado a comunicarla a la entidad en la que coticen más cercana a su domicilio y, en su caso, a la emisora, en el mismo día de su recepción, y tratándose de títulos valores nominativos no endosables, dándose las condiciones previstas en el artículo 1.861 del Código

Civil y Comercial de la Nación, extender directamente un nuevo título valor definitivo a nombre del titular (conf. artículo 1.869 del Código Civil y Comercial de la Nación).

Los títulos emitidos en virtud de cualquier reemplazo de otros títulos serán obligaciones válidas de la emisora y evidenciarán la misma deuda y tendrán derecho a los mismos beneficios que los títulos reemplazados. Los nuevos títulos globales y/o definitivos serán entregados en las oficinas de la Sociedad que se detallan en el Suplemento de Prospecto aplicable. Los gastos y costos derivados de la realización de cualquier reemplazo de títulos, incluyendo el pago de las sumas suficientes para cubrir cualquier impuesto, tasa, contribución y/u otra carga gubernamental presente o futura de cualquier naturaleza, serán soportados por el titular registral que solicite el reemplazo en cuestión.

### **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, respetando, en todo momento, la igualdad de trato entre los inversores y la transparencia, 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](http://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 Prospecto correspondientes, las Obligaciones Negociables de cualquier Clase y/o Serie podrán ser rescatadas a opción de la Sociedad, en su totalidad, pero no parcialmente, respetando, en todo momento, la igualdad de trato entre los inversores y la transparencia, 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](http://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 todas 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 tornarán 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](http://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 Martin y Asociados S.R.L.**  
**Firma miembro de Ernst & Young Global**  
25 de mayo 476  
(C1002ABJ) Ciudad Autónoma de Buenos Aires  
República Argentina