

PROSPECTO



VISTA ENERGY 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 o unidades de valor).

El presente prospecto (el “**Prospecto**”) corresponde al programa global de Vista Energy Argentina S.A.U. (“**Vista Argentina**”, “**Vista**” 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 o unidades de valor, 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 Obligaciones Negociables, se detallarán en un suplemento de prospecto preparado en relación a dicha Clase y/o Serie de Obligaciones Negociables (cada uno, un “**Suplemento de Prospecto**”), el cual complementará los términos y condiciones de las Obligaciones Negociables descritas en la sección “*De la Oferta y la Negociación. Detalles de la oferta y la negociación*” del Prospecto.

La oferta pública de las Obligaciones Negociables emitidas 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 (conforme fuera enmendada por la Resolución N° RESFC-2021-21290-APN-DIR#CNV del Directorio de la CNV de fecha 22 de julio 2021). 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.

Alejandro Chernácov
Director y Subdelegado

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 ENERGY 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: [HTTPS://VISTAENERGY.COM](https://vistaenergy.com) – CORREO ELECTRÓNICO: IR@VISTAENERGY.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 10% 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 las Obligaciones Negociables”, “Factores de Riesgo” e “Información sobre la Sociedad—Litigios”).

La fecha del Prospecto es 17 de mayo de 2023

Alejandro Cherñacov
Director y Subdelegado



ÍNDICE

DECLARACIONES SOBRE HECHOS FUTUROS	4
APROBACIONES SOCIETARIAS	6
TÉRMINOS TÉCNICOS Y REGULATORIOS.....	7
RESUMEN	12
RESUMEN DE LOS TÉRMINOS Y CONDICIONES DE LAS OBLIGACIONES NEGOCIABLES.....	24
PARTE A	30
INFORMACIÓN DEL EMISOR.....	30
FACTORES DE RIESGO	103
POLÍTICAS DE LA EMISORA.....	150
INFORMACIÓN SOBRE DIRECTORES, GERENCIA, ASESORES Y MIEMBROS DEL ÓRGANO DE FISCALIZACIÓN	154
ESTRUCTURA DEL EMISOR, ACCIONISTAS Y TRANSACCIONES CON PARTES RELACIONADAS	160
ANTECEDENTES FINANCIEROS	164
INFORMACIÓN ADICIONAL.....	188
PARTE B.....	241
NOTIFICACIÓN A LOS INVERSORES.....	241
DE LA OFERTA Y LA NEGOCIACIÓN	244
ANEXO I.....	252

Alejandro Cheriñacov
Director y Subdelegado



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;
- incertidumbre sobre el efecto que podrían tener los resultados de las próximas elecciones electorales en el negocio de la Sociedad;
- 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;

Alejandro Cherñacov
Director y Subdelegado



- 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;
- el conflicto en curso entre Rusia y Ucrania;
- 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.

Alejandro Cherñacov
Director y Subdelegado



APROBACIONES SOCIETARIAS

La creación y los términos y condiciones del Programa y la emisión de obligaciones negociables bajo el mismo fueron aprobados en la Asamblea de Accionistas de la Emisora del 7 de mayo de 2019, y por la reunión de Directorio de la Emisora del 7 de mayo de 2019. La actualización del Prospecto fue aprobada por el Directorio de la Compañía el 28 de abril de 2023 en ejercicio de las facultades delegadas por la Asamblea mencionada precedentemente (junto con la renovación de dicha delegación en fecha 31 de mayo de 2022).

Alejandro Cherñacov
Director y Subdelegado



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 “**Emisora**”, la “**Sociedad**”, “**nosotros**” y “**nuestro**” corresponden a Vista Energy 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 “Controlante, grupo controlante o grupos de control” contenida en la Ley de Mercado de Capitales), 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.argentina.gob.ar/cnv) 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.
- “**Bnbb**” significa miles de millones de barriles de petróleo.

Alejandro Cheriñacov
Director y Subdelegado



- “**BCRA**” significa el Banco Central de la República Argentina.
- “**bbf**” 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”.
- “**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.
- “**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 Energy, 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*”.

Alejandro Cherñacov
Director y Subdelegado



- “**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 de Norteamérica.
- “**Gobierno argentino**” se refiere al gobierno nacional de la República Argentina.
- “**Grupo**” o “**Grupo Vista**” se refiere al grupo de sociedades de las cuales Vista Energy, 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.
- “**IPC**” significa el índice de precios al consumidor.
- “**ITIR**” o “**TRIR**” por sus siglas en inglés, significa nuestro Índice Total de Incidentes Registrables.
- “**IVA**” significa el Impuesto al Valor Agregado establecido en la República 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 CAMMESA.
- “**Ministerio de Economía**” significa el Ministerio de Economía 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.

Alejandro Cherñacov
Director y Subdelegado



- “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.
- “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.
- “Schlumberger” significa Schlumberger Limited.

Alejandro Cherñacov
Director y Subdelegado



- “**Secretaría de Energía**” o “**Secretaría de Gobierno de Energía de Argentina**” 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.
- “**Statoil**” significa Statoil ASA.
- “**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.
- “**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.
- “**YPF**” significa YPF, S.A.

Alejandro Cherñacov
Director y Subdelegado



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 enfocada principalmente en activos no convencionales y a la comercialización de petróleo, gas natural y GNL, con oficinas en las provincias de Buenos Aires y Neuquén. Es titular de (i) el 100% de los derechos operados de los siguientes bloques: las concesiones de explotación no convencional Bajada del Palo Oeste y Bajada del Palo Este ubicadas en la Provincia del Neuquén (ii) una participación operada del 84,62% en los derechos de explotación de la concesión Coirón Amargo Norte, en la Provincia del Neuquén; (iii) una participación operada del 50% en las concesiones no convencionales de explotación en Aguada Federal y Bandurria Norte, ubicadas en la Provincia del Neuquén; (iv) una participación operada del 90% en la concesión de explotación no convencional en el bloque Águila Mora, en la Provincia del Neuquén; (v) una participación no operada 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). Al 31 de diciembre de 2022, Vista Argentina tenía 431 empleados directos.

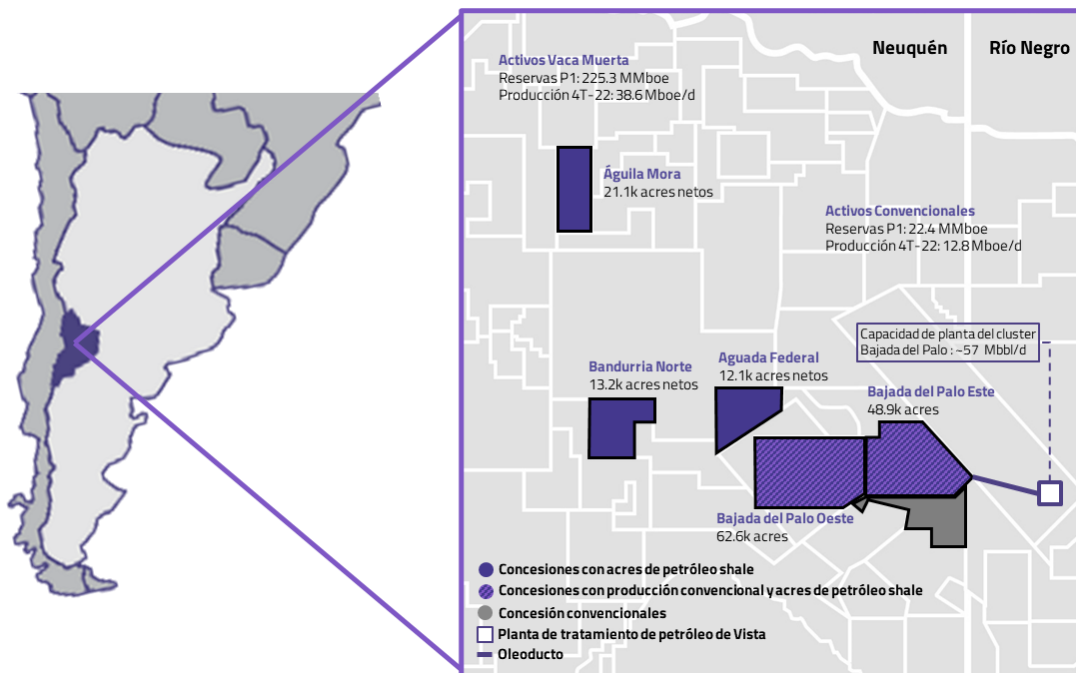
Vista posee activos de producción de alta calidad y costos bajos de operación en Argentina. Liderada por un equipo de profesionales de clase mundial, busca maximizar retornos para sus accionistas a través del eficiente desarrollo de sus activos, principalmente en la formación Vaca Muerta. Asimismo, la Sociedad cuenta con un sólido balance y se encuentra fuertemente enfocada en la sustentabilidad de su operación.

A la fecha de este Prospecto, la cartera de activos incluye participaciones en 7 concesiones de hidrocarburos ubicadas en Argentina, de las cuales 5 son concesiones no convencionales de explotación de hidrocarburos ubicadas en Vaca Muerta operadas por Vista. En estas últimas, contamos con aproximadamente 157.850 acres netos. En el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2022, Vista Argentina fue el segundo operador de producción de petróleo shale en Vaca Muerta, de acuerdo con información de la Secretaría de Energía; y reportó una producción total de 46.693 boe/d para dicho período.

El siguiente mapa muestra la ubicación de las concesiones de Vista Argentina —con excepción de Acambuco, ubicada en la cuenca Noroeste— a la fecha de este Prospecto:

Alejandro Chernácov
Director y Subdelegado





Nuestra estrategia de negocios

Vista busca generar un sólido retorno para sus inversores a través de cuatro palancas de creación de valor: inventario de pozos de alta calidad, excelencia operativa, balance sólido y enfoque sustentable.

Amplio inventario de pozos

Nuestro plan de crecimiento está basado principalmente en el desarrollo de un inventario de aproximadamente 850 pozos en Bajada del Palo Oeste, 75 en Aguada Federal, 75 en Bandurria Norte y 150 en Bajada del Palo Este, con los mayores estándares de eficiencia y seguridad. Al 31 de diciembre de 2022, se habían conectado 60 pozos en Bajada del Palo Oeste. Adicionalmente, conectamos 2 pozos en Bajada del Palo Este y 6 pozos en Aguada Federal. Esta actividad impulsó nuestra producción hasta 51.4 Mboe/d durante el cuarto trimestre de 2022, lo cual representó un 27% del crecimiento interanual. Las reservas probadas y certificadas bajo normas establecidas por la Securities Exchange Commission de los Estados Unidos de Norteamérica (SEC) para el Grupo Vista en Argentina, al 31 de diciembre de 2022, ascendían a 247,7 millones de boe. El inventario de pozos en Águila Mora será revisado al terminarse el plan piloto que actualmente estamos ejecutando

Creemos que la productividad de sus pozos nuevos demuestra la calidad de nuestro acreage en Vaca Muerta. Al 31 de diciembre de 2022, el pozo promedio de Bajada del Palo Oeste (que representa el promedio de los pads BPO-1 a BPO10) estaba produciendo un 3% por encima de nuestra curva tipo tras 360 días de producción. Dicha productividad ubica a los pozos de Vista entre los mejores de Vaca Muerta.

Excelencia operativa

El incremento en la productividad impulsada por Bajada del Palo Oeste y nuestros esfuerzos para lograr eficiencias sobre nuestra estructura de costos llevaron a una reducción en nuestro costo de levantamiento a US\$7,5/boe en 2022 desde US\$13.9/boe en 2018.

Sólido balance y rendimientos financieros

El efectivo y equivalentes al cierre del ejercicio 2022 fue de US\$163.4 millones. Durante el mismo periodo generamos EBITDA Ajustado de US\$773.4 millones. Además, en 2022 nuestro resultado operativo fue US\$553.3 millones y el resultado del ejercicio fue de US\$349.1 millones

Alejandro Cherñacov
Director y Subdelegado

Cultura enfocada en la sustentabilidad

Operamos nuestros activos con integridad, innovación y agilidad. El personal trabaja en equipo para hacer las cosas bien, la primera vez y todas las veces. Vista desarrolla su negocio de manera sostenible, generando valor hoy y construyendo un futuro para las generaciones venideras.

Vista ha publicado su aspiración de alcanzar cero emisiones netas de gases de efecto invernadero (alcance 1 y 2) en 2026, combinando (i) una reducción de huella de carbono en sus operaciones del 35% en términos absolutos comparado con las emisiones del año 2020, con (ii) la implementación de proyectos basados en la naturaleza para remover emisiones restantes. Durante 2022, Grupo Vista redujo la intensidad de las emisiones de GEI de Alcance 1 y 2 en un 25% interanual, es decir, de 24 kgCO₂e/boe a 18 kgCO₂e/boe. Actualmente Grupo Vista ejecutando los cuatro primeros proyectos de Soluciones Basadas en la Naturaleza.

La seguridad es uno de los pilares de Grupo Vista, y su objetivo es operar con los más altos estándares de la industria del petróleo y el gas, en conformidad con la Asociación Internacional de Productores de Petróleo y Gas (“IOGP” por sus siglas en inglés) y la asociación mundial de la industria de petróleo y gas para cuestiones ambientales y sociales (“IPIECA” por sus siglas en inglés). En 2022, Grupo Vista tuvo una tasa total de incidentes registrables (“TRIR” por sus siglas en inglés) de 0.86, que se situó por debajo de 1 por tercer año consecutivo. Además, durante 2022 no tuvimos incidentes mayores relacionados con derrames de petróleo.

Vista se compromete con el desarrollo de las comunidades en las que opera, con un modelo de negocios inclusivo, y reforzando el sentido de pertenencia a través de iniciativas de diálogo abierto, cooperación activa, voluntariado y compromiso social.

En Vista, creemos fuertemente en el valor de desarrollar una cultura organizacional que promueva la diversidad, equidad e inclusión en cada nivel. Diariamente se desarrollan estas capacidades en los empleados y líderes. En 2022, el 45% de las nuevas contrataciones de Grupo Vista fueron mujeres, elevando su porcentaje de mujeres empleadas en 2bps a 22%. Adicionalmente, invertimos aproximadamente US\$736,000 en desarrollo social. El compromiso es crear entornos de trabajo donde el personal sienta que puede intercambiar ideas y opiniones, más allá de su raza, género, nacionalidad, religión y creencias.

Estamos comprometidos con la implementación de principios sólidos y transparentes de gobierno corporativo, los que fortalecen la confianza y credibilidad con sus grupos de interés. Estamos alineados con alineado a las directrices establecidas por la Global Reporting Initiative (GRI), el Oil and Gas Sector Standard 2021 y GRI Universal Standards 2021 y en la SASB para los temas ASG específicos del sector más relevantes para nuestro rendimiento financiero y la creación de valor a largo plazo. Por segundo año consecutivo, el Reporte de Sustentabilidad 2022 de Grupo Vista incluirá información alineada con las recomendaciones publicadas por el Grupo de Trabajo sobre Divulgación Financiera Relacionada con el Clima (Task Force on Climate-related Financial Disclosure, TCFD) y una garantía limitada sobre determinados indicadores GRI relevantes. Grupo Vista es parte de los Diez Principios de las Naciones Unidas sobre derechos humanos, trabajo, medio ambiente y prácticas en contra de la corrupción. El Consejo de Administración del Grupo Vista supervisa todas las acciones relacionadas con la sustentabilidad a través del Comité de Prácticas Corporativas.

Estructura Corporativa

Antecedentes

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

A partir del 26 de abril de 2022, con aprobación de la Asamblea General Ordinaria y Extraordinaria de Accionistas celebrada en la Ciudad de México, cambió su denominación social de “Vista Oil & Gas, S.A.B. de C.V.” a “Vista Energy, S.A.B. de C.V.”.

Alejandro Cheriñacov
Director y Subdelegado



La Combinación Inicial de Negocios

El 4 de abril del 2018, Vista Energy, 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 no operada 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 no operada del 1,5% en una concesión de explotación en la Cuenca del Noroeste en la Provincia de Salta, denominada "Acambuco";
- 5) la participación no operada 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 no operada 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 Energy 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

Alejandro Cheriñacov
Director y Subdelegado



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

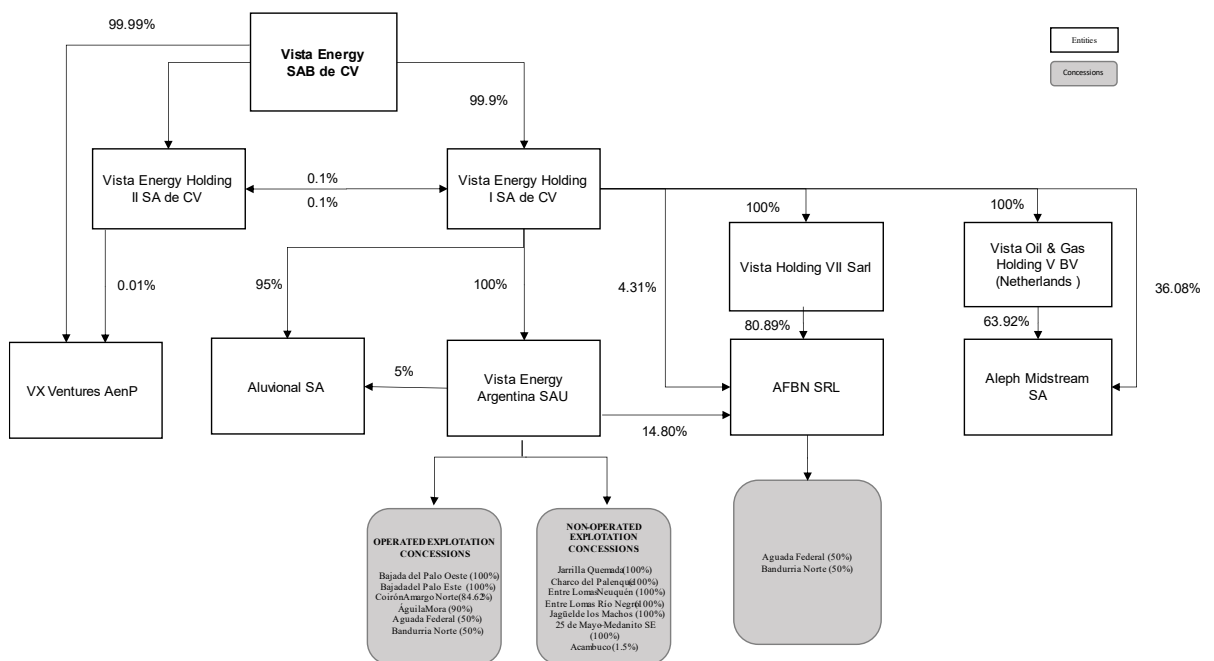
Con motivo de la Fusión inscripta, Vista Oil & Gas Argentina ha modificado su tipo societario de sociedad anónima (S.A.) a sociedad anónima unipersonal (S.A.U.), y en su carácter de sociedad absorbente y continuadora de las Sociedades Absorbidas, adquirió la plena explotación y administración de los 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, Coirón Amargo Norte y Águila Mora y sobre las concesiones de explotación sobre las áreas Entre Lomas, Bajada del Palo Oeste, Bajada del Palo Este y Agua Amarga. 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.

Finalmente, el 26 de abril de 2022, Vista Oil & Gas Argentina S.A.U. modificó su denominación social a “Vista Energy Argentina S.A.U”. Para mayor información, vease “*Información del Emisor – Hechos Recientes*”.

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 Energy Holding I, S.A. de C.V. tiene una participación indirecta del 36,08% en Aleph Midstream. El 63,92% restante lo mantiene una entidad legal totalmente controlada.

(2) El presente diagrama refleja la estructura de la Sociedad es posterior a la transacción con Aconcagua de fecha 23 de febrero de 2023.

Eventos significativos del año 2022:

Alejandro Cherñacov
 Director y Subdelegado

Desarrollo Vaca Muerta

Durante 2022, la Compañía completó y conectó 28 pozos de petróleo shale. Se conectaron cinco pads en Bajada del Palo Oeste (BPO-11 al BPO-15), lo cual agregó 20 pozos shale nuevos en producción, aumentando el total de pozos shale en producción en el bloque a 60 al final del año. En Bajada del Palo Este, la Compañía completó y conectó sus primeros dos pozos. En Aguada Federal, la Compañía completó y conectó sus primeros seis pozos. La producción total de shale fue 33.278 boe/d..

Cambio de Denominación Social

El pasado 26 de abril de 2022, a través de una Asamblea General Extraordinaria, se aprobó el cambio de denominación social, pasando la Sociedad de denominarse “Vista Oil & Gas Argentina S.A.U.” a denominarse “Vista Energy Argentina S.A.U.”

El management de la Compañía decidió que el nuevo nombre corporativo de la Sociedad refleja mejor el enfoque proactivo de la Compañía hacia la evolución de la industria energética y sus objetivos de sustentabilidad, incluida la reducción de su huella de carbono.

Conflicto entre Rusia y Ucrania

El pasado 24 de febrero de 2022, el gobierno de la Federación de Rusia anunció el inicio de una "operación militar especial" que comenzó con una invasión sobre el territorio de Ucrania. De este modo, se inició un conflicto bélico entre ambos países. Como respuesta a la invasión, ciertos países de la comunidad internacional han aplicado fuertes sanciones contra sectores de la economía, empresas, personas, asociaciones deportivas y culturales de Rusia.

Particularmente en lo que hace al sector en el cual se desempeña la Emisora, el conflicto ha generado y podría seguir generando cambios sustanciales en los precios de petróleo en los mercados internacionales. Adicionalmente, las decisiones que tomen la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP), los Estados Unidos o la Unión Europea podrían generar mayor volatilidad en el mercado mundial de crudo, repercutiendo en las decisiones de negocios, el resultado de las operaciones y/o las condiciones económico-financieras de la Emisora. Para mayor información véase la sección “Factores de Riesgo – Estamos expuestos a los efectos de las fluctuaciones en los precios internacionales del petróleo y el gas.” de este Prospecto.

Adquisición de participación en las concesiones Aguada Federal y Bandurria Norte en Vaca Muerta.

Con fecha 17 de enero de 2022, la Compañía anunció la adquisición del 50% de participación en las concesiones Aguada Federal y Bandurria Norte en Vaca Muerta ubicadas en el *shale oil* play de Vaca Muerta, a Wintershall DEA Argentina S.A., convirtiéndose en operador y único concesionario. La fecha efectiva de la Adquisición fue el 1 de enero de 2022. Por medio de esta Adquisición, el Grupo Vista adquirió:

- (i) 25,231 acres netos, incrementando su acreage total en Vaca Muerta a 183,084 acres.
- (ii) 150 locaciones de pozos nuevos a su portafolio en Vaca Muerta.

El cierre final de la Adquisición tendrá lugar con la publicación de un decreto por parte de la Provincia del Neuquén aprobando la asignación de los Activos a Vista. Vista pagará un total de US\$140,000,000, de los cuales US\$90,000,000 fueron pagados el 18 de enero de 2022, o antes de dicha fecha, mientras que los US\$50,000,000 restantes serán pagados en 8 cuotas iguales trimestrales a partir de abril de 2022. Adicionalmente, la Adquisición termina la obligación de Vista de pagar el carry de US\$77,000,000 asumido por la Compañía el 16 de septiembre de 2021, al adquirir la participación inicial de 50% en los Activos

Aportes Irrevocables en Aluvional S.A.

Con fecha 6 de enero de 2022, 4 de febrero de 2022 y 18 de marzo de 2022 en el marco del plan de expansión de negocios de la Emisora, el Directorio resolvió la realización de aportes irrevocables en Aluvional S.A. por un monto de \$428.312.501,06, \$175.000.000, \$153.000.000 y \$300.000.000, respectivamente, a los fines

Alejandro Cherñacov
Director y Subdelegado



de ampliar su presencia en el mercado minero a través de la explotación de minas y canteras de, entre otros, amianto, cuarzo, diatomita, ágata, agua marina, amatista, cristal de roca, topacio, corindón, feldespato, mica, zeolita, perlita, granulado volcánico, puzolana, toba, talco, vermiculita, tosca y grafito.

Aporte de capital a cuenta de una futura suscripción de acciones

El 17 de febrero de 2022, la Sociedad resolvió aceptar una oferta remitida por el accionista Vista Energy Holding I, S.A. de C.V. de realizar un aporte irrevocable de capital a cuenta de una futura suscripción de acciones por la suma total de US\$882.191,78 (dólares estadounidenses ochocientos ochenta y dos mil ciento noventa y uno con 78/100) -equivalente a AR\$93.926.958,81 de conformidad con el tipo de cambio comprador divisa del Banco de la Nación Argentina al cierre de operaciones del dicho día (AR\$106,47 por US\$1).

Aporte irrevocable de fecha 31 de marzo de 2022 en Aluvional S.A.

Con fecha 31 de marzo de 2022, el Directorio de la Sociedad resolvió, en el marco del plan de expansión de negocios de la Sociedad, la realización de un aporte irrevocable en Aluvional S.A. por un monto de \$144.053.000 (Pesos ciento cuarenta y cuatro millones cincuenta y tres mil).

Aportes irrevocables de fecha 31 de marzo de 2022 de Vista Energy Holding I, S.A. de C.V.

Con fecha 31 de marzo de 2022, el Directorio de la Sociedad resolvió aceptar una oferta remitida por el accionista Vista Energy Holding I, S.A. de C.V. de realizar un aporte irrevocable de capital por la suma total de \$144.053.000 (Pesos ciento cuarenta y cuatro millones cincuenta y tres mil).

Aporte irrevocable de fecha 24 de mayo de 2022 en Aluvional S.A.

Con fecha 31 de marzo de 2022, el Directorio de la Sociedad resolvió, en el marco del plan de expansión de negocios de la Sociedad, la realización de un aporte irrevocable en Aluvional S.A. por un monto de \$400.000.000 (Pesos cuatrocientos millones).

Aportes irrevocables de fecha 31 de mayo de 2022 de Vista Energy Holding I, S.A. de C.V.

Con fecha 31 de mayo de 2022, el Directorio de la Sociedad resolvió aceptar una oferta remitida por el accionista Vista Energy Holding I, S.A. de C.V. de realizar un aporte irrevocable de capital por la suma total de \$744.000.000 (Pesos setecientos cuarenta y cuatro millones).

Aportes irrevocables de fecha 1 de junio de 2022 de Vista Energy Holding I, S.A. de C.V.

Con fecha 1 de junio de 2022, el Directorio de la Sociedad resolvió aceptar una oferta remitida por el accionista Vista Energy Holding I, S.A. de C.V. de realizar un aporte irrevocable de capital por la suma total de \$744.000.000 (Pesos setecientos cuarenta y cuatro millones).

Aporte irrevocable de fecha 13 de julio de 2022 de Vista Energy Holding I, S.A. de C.V.

Con fecha 13 de julio de 2022, el Directorio de la Sociedad resolvió aceptar una oferta remitida por el accionista Vista Energy Holding I, S.A. de C.V. de realizar un aporte irrevocable de capital a cuenta de una futura suscripción de acciones por la suma total de \$37.684.000,24.

Aporte irrevocable de fecha 28 de julio de 2022 en Aluvional S.A.

Con fecha 28 de julio de 2022, el Directorio de la Sociedad resolvió, en el marco del plan de expansión de negocios de la Sociedad, la realización de un aporte irrevocable en Aluvional S.A. por un monto de

Alejandro Cherñacov
Director y Subdelegado



\$400.000.000 (Pesos cuatrocientos millones).

Aportes irrevocables de fecha 5 de agosto de 2022 en AFBN S.R.L.

Con fecha 5 de agosto de 2022, el Directorio de la Sociedad resolvió, en el marco del plan de expansión de negocios de la Sociedad, la realización de un aporte irrevocable de capital a cuenta de una futura suscripción de cuotas en AFBN S.R.L. por un monto de \$1.047.894.233,42.

Asimismo, con fecha 5 de agosto de 2022, el Directorio de la Sociedad resolvió, en el marco del plan de expansión de negocios de la Sociedad, la realización de un aporte irrevocable de capital a cuenta de una futura suscripción de cuotas en AFBN S.R.L. por un monto de \$2.640.000.000 (pesos dos mil seiscientos cuarenta millones).

Aportes irrevocables de fecha 19 de agosto de 2022 de Vista Energy Holding I, S.A. de C.V.

Con fecha 19 de agosto de 2022, el Directorio de la Sociedad resolvió aceptar una oferta remitida por el accionista Vista Energy Holding I, S.A. de C.V. de realizar un aporte irrevocable de capital a cuenta de una futura suscripción de acciones por la suma total de \$110.361.550,25.

Aportes irrevocables de fecha 1 de septiembre de 2022 de Vista Energy Holding I, S.A. de C.V.

Con fecha 1 de septiembre de 2022, el Directorio de la Sociedad resolvió aceptar una oferta remitida por el accionista Vista Energy Holding I, S.A. de C.V. de realizar un aporte irrevocable de capital a cuenta de una futura suscripción de acciones por la suma total de \$861.483.437,50 (Pesos ochocientos sesenta y un millones cuatrocientos ochenta y tres mil cuatrocientos treinta y siete con cincuenta).

Unión transitoria y acuerdo de inversión conjunta con Trafigura Argentina S.A. para el desarrollo de 3 pads en Vaca Muerta

Con fecha 11 de octubre de 2022, la Sociedad comunicó la suscripción de una unión transitoria y un acuerdo de inversión (el "**Acuerdo de Inversión**") con Trafigura Argentina S.A. para el desarrollo de 3 pads en el área Bajada de Palo Oeste. De conformidad con el Acuerdo de Inversión, con efectos a partir del 1 de octubre de 2022:

(a) Trafigura (A) tendrá los derechos sobre el 25% de la producción de hidrocarburos proveniente de los pads materia del Acuerdo de Inversión, (B) tendrá a su cargo el 25% del costo de inversión, y el pago de regalías e impuestos directos que corresponda de los pads materia del Acuerdo de Inversión y (C) pagará a Vista: (i) US\$1,700,000 por cada pozo conectado (equivalente a US\$6,800,000 por pad de 4 pozos), (ii) una tarifa, con un máximo en 12.5 \$/bbl, sobre la producción de Trafigura para compensar a Vista por mejoras en el precio internacional del crudo por encima de 60 \$/bbl y hasta 110 \$/bbl, y (iii) una tarifa sobre la producción de Trafigura para compensar a Vista por todos los costos operativos, gastos generales y de administración, costos de midstream dentro del bloque y costos de abandono de pozo.

(b) Vista mantendrá la operación del bloque y el 100% de titularidad de la concesión Bajada del Palo Oeste. Con respecto a los pads incluidos en el Acuerdo de Inversión: (i) mantendrá los derechos sobre el 75% de la producción de hidrocarburos, (ii) tendrá a su cargo el 75% de los costos de inversión, y el pago de regalías e impuestos directos que le correspondan, y (iii) tendrá a su cargo todos los demás costos incluyendo costos operativos y de midstream dentro del bloque.

Además del Acuerdo de Inversión, Vista y Trafigura han extendido un acuerdo previo de compraventa de petróleo crudo por 12 meses, mediante el cual Vista le venderá a Trafigura 380,000 barriles de petróleo crudo mensuales durante el primer semestre de 2023 y 345,000 barriles de petróleo crudo mensuales durante el segundo semestre de 2023, a un precio de compra a ser acordado por las partes basado en condiciones de mercado.

Este Acuerdo de Inversión le permite a Vista aumentar su generación de flujo de caja libre más allá de los objetivos del plan estratégico de Vista para 2022-2026, contribuyendo así a: (i) continuar reduciendo la deuda

Alejandro Cheriñacov
Director y Subdelegado



bruta, (ii) distribuir capital a los accionistas mediante la recompra de acciones o el pago de dividendos, y (iii) acelerar las inversiones en Vaca Muerta, y en particular en proyectos de infraestructura troncal, para generar crecimiento rentable impulsado por el mercado de exportaciones. Adicionalmente le permite a la Compañía seguir consolidando su relación con Trafigura como socio estratégico.

Aporte irrevocable de fecha 7 de noviembre de 2022 en Aluvional S.A.

Con fecha 7 de noviembre de 2022, el Directorio de la Sociedad resolvió, en el marco del plan de expansión de negocios de la Sociedad, la realización de un aporte irrevocable en Aluvional S.A. por un monto de \$270.000.000 (Pesos doscientos setenta millones).

Aporte irrevocable de fecha 10 de noviembre de 2022 de Vista Energy Holding I, S.A. de C.V.

Con fecha 10 de noviembre de 2022, el Directorio de la Sociedad resolvió aceptar una oferta remitida por el accionista Vista Energy Holding I, S.A. de C.V. de realizar un aporte irrevocable de capital a cuenta de una futura suscripción de acciones por la suma total de \$45.067.228,03 (Pesos cuarenta y cinco millones sesenta y siete mil doscientos veintiocho con tres).

Distribución de dividendos anticipados con fecha 22 de noviembre de 2022.

Con fecha 22 de noviembre de 2022, el Directorio de la Sociedad resolvió aprobar un dividendo anticipado por la suma de \$28.832.372.292 sobre la base de estados financieros condensados intermedios al 30 de septiembre de 2022 y por el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2022, y reservarse la facultad de determinar oportunamente el modo y condiciones en que se pondrá a disposición del accionista el dividendo anticipado aprobado.

Aporte irrevocable de fecha 24 de noviembre de 2022 en AFBN S.R.L.

Con fecha 24 de noviembre de 2022, el Directorio de la Sociedad resolvió, en el marco del plan de expansión de negocios de la Sociedad, la realización de un aporte irrevocable de capital a cuenta de una futura suscripción de cuotas en AFBN S.R.L. por un monto de \$1.640.000.000 (pesos mil seiscientos cuarenta millones).

Aporte irrevocable de fecha 1 de diciembre de 2022 de Vista Energy Holding I, S.A. de C.V.

Con fecha 1 de diciembre de 2022, el Directorio de la Sociedad resolvió aceptar una oferta remitida por el accionista Vista Energy Holding I, S.A. de C.V. de realizar un aporte irrevocable de capital a cuenta de una futura suscripción de acciones por la suma total de \$405.189.000 (Pesos cuatrocientos cinco millones ciento ochenta y nueve mil).

Rescate de Obligaciones Negociables Clase V y Obligaciones Negociables Clase IX

Con fecha 19 de diciembre de 2022, la Sociedad rescató la totalidad de las Obligaciones Negociables Clase V y Obligaciones Negociables Clase IX en circulación a dicha fecha.

Hechos Recientes

Aporte irrevocable de fecha 12 de enero de 2023 de Vista Energy Holding I, S.A. de C.V.

Con fecha 12 de enero de 2023, el Directorio de la Sociedad resolvió aceptar una oferta remitida por el accionista Vista Energy Holding I, S.A. de C.V. de realizar un aporte irrevocable de capital a cuenta de una futura suscripción de acciones por la suma total de \$ 115.514.380,01 (ciento quince millones quinientos catorce mil trescientos ochenta pesos con un centavo).

Aporte irrevocable de fecha 17 de febrero de 2023 de Vista Energy Holding I, S.A. de C.V.

Alejandro Cheriñacov
Director y Subdelegado



Con fecha 17 de febrero de 2023, el Directorio de la Sociedad resolvió aceptar una oferta remitida por el accionista Vista Energy Holding I, S.A. de C.V. de realizar un aporte irrevocable de capital a cuenta de una futura suscripción de acciones por la suma total de \$ 32.345.028,94 (treinta y dos millones trescientos cuarenta y cinco mil veintiocho pesos con noventa y cuatro centavos).

Operación para incrementar el foco en los activos de Vaca Muerta

Con fecha 23 de febrero de 2023, la Sociedad comunicó una operación para incrementar el foco en sus operaciones de *shale oil* en Vaca Muerta y reforzar la rentabilidad para los accionistas.

La operación consiste en un acuerdo de dos fases (la “Operación”) comenzando el 1 de marzo de 2023 (la “Fecha Efectiva de la Operación”) con Petrolera Aconcagua Energía S.A. (“Aconcagua”), un operador *upstream* de la cuenca con servicios integrados, centrado en la producción convencional, que se convertirá en el operador de ciertas Concesiones (conforme dicho término se define más adelante) de las que la Sociedad actualmente es la titular.

Durante la primera fase de la Operación, que finalizará a más tardar el 28 de febrero de 2027 (la “Fecha de Cierre Final de la Operación”), Aconcagua tendrá derecho al 60% de los hidrocarburos producidos en las concesiones y afrontará el 100% de los costos, impuestos y regalías de dichas Concesiones, mientras que Vista, conservará el derecho al 40% restante de los hidrocarburos producidos y recibirá de Aconcagua un pago inicial. Vista y Aconcagua trabajarán conjuntamente con las Provincias de Río Negro y Neuquén para negociar una prórroga de los plazos de las concesiones de explotación y transporte de cada una de las Concesiones, de conformidad con los términos previstos por la normativa vigente en Argentina. Vista seguirá siendo titular de las Concesiones hasta que se obtengan las aprobaciones de las Provincias, las que serán solicitadas a más tardar a la Fecha de Cierre Final de la Operación, cuando las Concesiones serán transferidas a Aconcagua, sujeto a aprobaciones provinciales

Según los términos de la Operación, a partir de la Fecha Efectiva de la Operación:

- (i) Aconcagua se convertirá en el operador de las siguientes concesiones en la Cuenca Neuquina, ubicada en Argentina: Entre Lomas, ubicada en la Provincia de Neuquén, y Entre Lomas, Jarilla Quemada, Charco del Palenque, Jagüel de los Machos y 25 de Mayo-Medanito SE, ubicadas en la Provincia de Río Negro (las “Concesiones de Explotación”), además de la concesión de transporte de gas Entre Lomas, la concesión de transporte de gas Jarilla Quemada y la concesión de transporte de petróleo crudo 25 de Mayo-Medanito SE (las “Concesiones de Transporte”) y, conjuntamente con las Concesiones de Explotación, las “Concesiones”);
- (ii) Aconcagua pagará a Vista US\$ 26.48 millones en efectivo (US\$ 10.00 millones pagados el 15 de febrero de 2023, US\$ 10.74 millones a pagar el 1 de marzo de 2024, US\$ 5.74 millones a pagar el 1 de marzo de 2025);
- (iii) Vista retendrá el 40% de la producción de petróleo crudo y gas natural, además del 100% de la producción de gas licuado de petróleo, gasolina y condensados, de las Concesiones de Explotación (afrontando Aconcagua todos los costos, impuestos y regalías), hasta lo que ocurra primero de (a) la Fecha de Cierre Final de la Operación y (b) la fecha en la que Vista reciba una producción acumulada de 4 millones de barriles de petróleo crudo y 300 millones de m³ de gas natural (los “Hidrocarburos Retenidos por Vista”)¹. Por otro lado, Aconcagua tendrá derecho al 60% de la producción de crudo y gas natural de las Concesiones de Explotación;
- (iv) Aconcagua pagará el 100% de la participación de Vista en los gastos de capital, gastos operativos, regalías, impuestos y cualquier otro costo asociado a las Concesiones;
- (v) Vista tendrá derecho a comprar de Aconcagua hasta el 60% de la participación de Aconcagua en el gas natural producido por las Concesiones a un precio de US\$ 1 por millón de BTU hasta la Fecha de Cierre Final de la Operación;

¹ Si al 28 de febrero de 2027, Vista no ha recibido los Hidrocarburos Retenidos por Vista, Aconcagua deberá pagar a Vista un monto en efectivo para compensar los volúmenes faltantes.

Alejandro Cherñacov
Director y Subdelegado



- (vi) Vista y Aconcagua trabajarán, conjuntamente con las Provincias de Río Negro y Neuquén, para negociar una prórroga de los títulos de concesión de explotación y transporte que rigen las Concesiones, incluyendo un pago inicial y un compromiso de inversión, en los términos establecidos en la normativa aplicable en Argentina;
- (vii) Vista y Aconcagua han firmado un acuerdo por el cual Vista tratará y transportará el 100% del petróleo crudo producido en las Concesiones de Explotación (a excepción de 25 de Mayo-Medanito SE y Jagüel de los Machos) hasta el vencimiento de los títulos de las concesiones (incluida una potencial prórroga de 10 años);
- (viii) Vista seguirá siendo el titular de las concesiones hasta a más tardar la Fecha de Cierre Final de la Operación, cuando las Concesiones serán transferidas a Aconcagua, sujeto a aprobaciones provinciales.

El valor neto contable de las Concesiones, al 31 de diciembre de 2022, es de US\$ 106 millones. La concesión de transporte de crudo Entre Lomas, que incluye una planta de tratamiento de petróleo de 57.000 bbl/d ubicada geográficamente en la concesión Entre Lomas Río Negro y tiene un valor neto contable de US\$ 20 millones al 31 de diciembre de 2022, está excluida de la Operación. Vista tendrá una opción de venta de la concesión de transporte de crudo Entre Lomas a Aconcagua a un precio a ser acordado por las partes.

Recompra de Acciones Serie C

El 17 de marzo de 2023, Vista Energy, S.A.B. de C.V. concluyó una transacción que resultó en la adquisición de las dos acciones serie C de su capital social en circulación, de conformidad con el programa de recompra de acciones autorizado por los accionistas de dicha compañía utilizando el fondo de recompra. Estas acciones serie C son actualmente propiedad de Vista Energy, S.A.B. de C.V., sin que puedan ejercerse derechos económicos ni corporativos en relación con las mismas.

Designación de Autoridades

Mediante la Asamblea General Ordinaria de Accionistas de la Sociedad de fecha 28 de marzo de 2023 se resolvió establecer el número de directores titulares en tres (3) y el de directores suplentes en dos (2) y nombrar a los Sres. Pablo Vera Pinto, Juan Garoby y Alejandro Cheriñacov como directores titulares; y a Georgina Lufrano y Florencia Hardoy como directoras suplentes de la Sociedad, todos ellos por un plazo de tres (3) ejercicios. A su vez, la Asamblea resolvió designar como miembros titulares de la Comisión Fiscalizadora a los Sres. Roberto Guillermo Argañaraz Porcel, Marcelo Alejandro Dulman y Leonardo Alejandro Castillo, y como miembros suplentes a Alfredo Alejandro Nicotera, Marisol Rocío García y Nadia Vanesa Pahor por el plazo de tres (3) ejercicios.

Para mayor información sobre las autoridades de la Compañía véase la sección “*Información sobre Directores, Gerencia, Asesores y Miembros del Órgano de Fiscalización*” de este Prospecto.

Resultados Exitosos en Bajada del Palo Este

El 18 de abril de 2023, Vista, anunció que tuvo resultados exitosos en el tercer pozo perforado y completado en Bajada del Palo Este, el pozo BPE-2301h, ubicado en el sector sudeste del bloque. El pozo BPE-2301h fue aterrizado en el horizonte de navegación “La Cocina” ubicado en Vaca Muerta, con una longitud lateral de 2,818 metros y 48 etapas de estimulación hidráulica.

La producción acumulada de los primeros 60 días del pozo BPE-2301h fue de 74,9 miles de Mboe, con un pico IP-30 de 1.547 boe/d. El contenido de petróleo del pozo fue aproximadamente 99% de la producción total. Adicionalmente, el desempeño productivo del pozo BPE-2301h impulsó la producción total de Bajada del Palo Este de 2.994 boe/d en el 4T 2022 a 4.248 boe/d en marzo de 2023.

Basado en los resultados exitosos del pozo BPE-2301h, la Compañía ha incrementado su estimación del inventario de pozos listos para perforar en el bloque desde hasta 50 pozos a hasta 150 pozos.

Alejandro Cheriñacov
Director y Subdelegado



Aporte irrevocable de fecha 10 de mayo de 2023 de Vista Energy Holding I, S.A. de C.V.

Con fecha 10 de mayo de 2023, el Directorio de la Sociedad resolvió aceptar una oferta remitida por el accionista Vista Energy Holding I, S.A. de C.V. de realizar un aporte irrevocable de capital a cuenta de una futura suscripción de acciones por la suma total de \$ 286.329.954,00 (Pesos Doscientos ochenta y seis millones trescientos veintinueve mil novecientos cincuenta y cuatro).

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@vistaenergy.com. El sitio web del grupo es <http://www.vistaenergy.com>. La información publicada en el sitio web de la Sociedad o conectada a la misma no forma parte de este Prospecto.

Alejandro Cherñacov
Director y Subdelegado



RESUMEN DE LOS TÉRMINOS Y CONDICIONES DE LAS OBLIGACIONES NEGOCIABLES

Los términos y condiciones aplicables a cada Clase y/o Serie de Obligaciones Negociables 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 las Obligaciones Negociables que se incluyen en el siguiente texto (las “**Condiciones**”) y que se aplicarán a cada Clase y/o Serie de Obligaciones Negociables.

Emisora	Vista Argentina
Monto Inicial del Programa	US\$800.000.000, o su equivalente en otras monedas (y/o unidades de valor) en circulación en cualquier momento, determinado al momento de emitirse cada Clase y/o Serie, pudiendo re-emitirse las sucesivas Clases y/o Series que se amorticen.
Duración del Programa	El plazo de duración del Programa será de 5 años contados desde la fecha de la autorización de oferta pública otorgada por la CNV y sus renovaciones. Dentro de dicho plazo podrán emitirse Obligaciones Negociables con posibilidad de reemitir las Clases y/o Series que se amorticen hasta el valor total máximo en circulación permitido.
Clases y/o Series	Las Obligaciones Negociables serán emitidas 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 “ Términos y Condiciones ”). Podrán reemitirse nuevas Clases y/o Series que se amorticen dentro de los plazos previstos en este Programa, siempre que el monto de capital de las Clases y/o Series que se encuentren en circulación dentro del Programa no supere el monto total máximo de US\$ 800.000.000 o su equivalente en otras monedas.
Garantía	Las Obligaciones Negociables se podrán emitir con garantía flotante, especial o común, en los términos del Artículo 3 de la Ley de Obligaciones Negociables, de acuerdo con lo que sobre el particular indique el Suplemento de Prospecto correspondiente a una Clase y/o Serie.
Factores de Riesgo	La inversión en las Obligaciones Negociables emitidas bajo el Programa involucra la asunción de determinados riesgos. Los principales factores de riesgo que pudieran afectar la capacidad de la Emisora se consideran bajo la sección “ <i>Factores de Riesgo</i> ” del presente.
Organizador	La Emisora podrá designar uno o más organizadores en relación con una Clase y/o Serie de Obligaciones Negociables que se emita bajo el Programa, de acuerdo con lo que sobre el particular indique el Suplemento de Prospecto correspondiente a una Clase y/o Serie.
Fiduciario	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

Alejandro Chernacov
Director y Subdelegado



tenedores de las Obligaciones Negociables de dicha Clase y/o Serie (los “Tenedores”), y que tendrá aquellos derechos y obligaciones que surjan del contrato de fideicomiso o “*indenture*” respectivo.

Agente de Registro y/o de Pago

La Emisora podrá designar a un agente de registro y/o de pago de las Obligaciones Negociables de acuerdo con lo que indique el Suplemento de Prospecto de la Clase y/o Serie respectiva.

Agentes Colocadores

La Emisora podrá designar uno o más agentes colocadores y subcolocadores de las Obligaciones Negociables que se emitan bajo una Clase y/o Serie bajo el Programa, los que podrán ser entidades locales o extranjeras, de acuerdo con lo que sobre el particular indique el Suplemento de Prospecto correspondiente a una Clase y/o Serie.

Listado, Negociación y Oferta

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.

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.

Sistemas de compensación

Caja de Valores S.A. (“CVSA”) y/o Euroclear SA/NV (“Euroclear”) y/o Clearstream Banking (“Clearstream”) y/o Depositary Trust Company (“DTC”) 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.

Forma de las Obligaciones Negociables. Título Ejecutivo

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 “Obligaciones Negociables Nominativas”). 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 “*De la Oferta y Negociación – Forma*” en el presente Prospecto.

Las Obligaciones Negociables podrán ser emitidas en forma de títulos globales provisorios (las “Obligaciones Negociables Provisorias”) canjeables por títulos definitivos globales o individuales (las “Obligaciones Negociables Definitivas”) en las denominaciones permitidas de conformidad con el presente Prospecto y según se determine en el Suplemento de Prospecto aplicable.

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

Alejandro Chernacov
Director y Subdelegado



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, Euroclear, Clearstream, Société Anonyme, DTC y SEGA-Schweizerische Effekten Giro A.G. - Swiss Securities Clearing Corporation (“SEGA”), fueron autorizados como entidades de depósito colectivo a dichos fines. En tal 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 las 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 subordinadas 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 subordinadas serán

Alejandro Chernacov
Director y Subdelegado



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.
Amortización	Las Obligaciones Negociables podrán ser amortizadas en cualquier plazo no inferior al plazo mínimo ni superior al plazo máximo que establezcan las regulaciones de la CNV y/o cualquier otra normativa aplicable a la Emisora.
Rescate	Las Obligaciones Negociables podrán ser rescatadas a la par o a cualquier otro Monto de Rescate (detallado en una fórmula, índice u otro) según se especifique en el Suplemento de 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.
Rescate Opcional	Las Obligaciones Negociables podrán ser rescatadas antes de su vencimiento estipulado a opción de la Emisora (en todo o en parte) y/o de los Tenedores de Obligaciones Negociables (si fuere el caso) según se indique en el Suplemento de Prospecto respectivo, respetando, en todo momento, la igualdad de trato entre los inversores y la transparencia.
Rescate Parcial	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.
Rescate por razones impositivas	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.
Intereses	Las Obligaciones Negociables podrán devengar intereses o no. Los intereses (si fuere el caso) podrán devengarse a una tasa fija o a tasa variable, o a una tasa ajustable en función de la evolución de activos financieros, acciones, opciones de cualquier tipo y naturaleza u otros activos, inversiones e índices, sujeto a lo que las normas aplicables permitan, de acuerdo con lo que indique el Suplemento de Prospecto respectivo.
Denominaciones	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.
Calificaciones	La Emisora ha optado por no calificar el Programa. La Emisora podrá optar por calificar cada una de las Clases o Series de Obligaciones Negociables a emitirse bajo el Programa, conforme lo determine en cada oportunidad en el respectivo Suplemento de Prospecto. La Emisora cuenta con una calificación

Alejandro Chernacov
Director y Subdelegado



de riesgo otorgada por FIX SCR S.A. Agente de Calificación de Riesgo (“Fix”). El 22 de abril de 2022, Fix calificó a la Emisora como AA(arg), asignándole una “perspectiva estable”. Los detalles de las calificaciones de la Emisora pueden ser consultados por el público inversor en el sitio web de Fix (www.fixscr.com/calificaciones).

Compromisos

La Emisora ha asumido ciertos compromisos según se describe en la Sección “*De la Oferta y Negociación – Compromisos generales de la Sociedad*” del presente Prospecto.

Incumplimiento de otras obligaciones

Las Obligaciones Negociables se encontrarán sujetas al cumplimiento de otras obligaciones por parte de la Emisora, según se describe en la Sección “*De la Oferta y Negociación – Eventos de Incumplimiento*” 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

Alejandro Chernacov
Director y Subdelegado



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 registrarán 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, las 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.

Alejandro Chernacov
Director y Subdelegado



PARTE A
INFORMACIÓN DEL EMISOR

a) Reseña histórica

Vista Argentina es una empresa argentina que se dedica a la exploración y producción de hidrocarburos enfocada principalmente en activos no convencionales y a la comercialización de petróleo, gas natural y GNL, con oficinas en las provincias de Buenos Aires y Neuquén. Es titular de (i) el 100% de los derechos operados de los siguientes bloques: las concesiones de explotación no convencional Bajada del Palo Oeste y Bajada del Palo Este ubicadas en la Provincia del Neuquén (ii) una participación operada del 84,62% en los derechos de explotación de la concesión Coirón Amargo Norte, en la Provincia del Neuquén; (iii) una participación operada del 50% en las concesiones no convencionales de explotación en Aguada Federal y Bandurria Norte, ubicadas en la Provincia del Neuquén; (iv) una participación operada del 90% en la concesión de explotación no convencional en el bloque Águila Mora, en la Provincia del Neuquén; (v) una participación no operada 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). Al 31 de diciembre de 2022, Vista Argentina tenía 431 empleados directos y aproximadamente 700 empleados subcontratados disponibles para proveer servicios en nuestras operaciones.

Vista posee activos de producción de alta calidad y costos bajos de operación en Argentina. Liderada por un equipo de profesionales de clase mundial, busca maximizar retornos para sus accionistas a través del eficiente desarrollo de sus activos, principalmente en la formación Vaca Muerta. Asimismo, la Sociedad cuenta con un sólido balance y se encuentra fuertemente enfocada en la sustentabilidad de su operación.

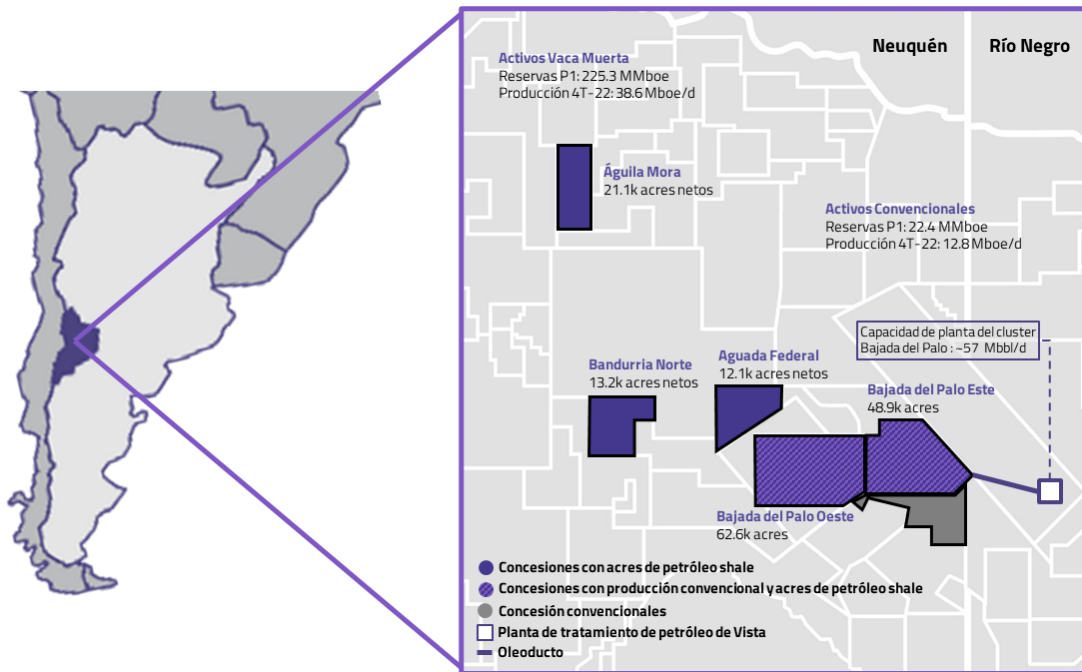
A la fecha de este Prospecto, la cartera de activos incluye participaciones en 7 concesiones de hidrocarburos ubicadas en Argentina, de las cuales 5 son concesiones no convencionales de explotación de hidrocarburos ubicadas en Vaca Muerta operadas por Vista. En estas últimas, contamos con aproximadamente 157.850 acres netos. En el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2022, Vista Argentina fue el segundo operador de producción de petróleo shale en Vaca Muerta, de acuerdo con información de la Secretaría de Energía; y reportó una producción total de 46.693 boe/d para dicho período.

Al 31 de diciembre de 2022 la Sociedad cuenta con 247,7 MMboe de Reservas Probadas, 83% de ellas ubicadas en yacimientos shale, y de las cuales 82% son de petróleo. Se han identificado aproximadamente 850 potenciales locaciones de alta rentabilidad para desarrollar en Vaca Muerta, de las cuales 550 se hallan en la concesión Bajada del Palo Oeste, 75 en Aguada Federal, 75 en Bandurria Norte y 150 en Bajada del Palo Este. Aun considerando el incremento de actividad informado al mercado en el plan estratégico a 5 años de la Sociedad, esto representa un inventario para perforación de más de 20 años, al tiempo que se planea incrementar dicho inventario, principalmente mediante la delineación adicional de acreage prospectivo y la evaluación de otros horizontes de navegación.

El siguiente mapa muestra la ubicación de las concesiones de Vista Argentina —con excepción de Acambuco, ubicada en la cuenca Noroeste— a la fecha de este Prospecto:

Alejandro Chernacov
Director y Subdelegado





Nuestra estrategia de negocios

Vista busca generar un sólido retorno para sus inversores a través de cuatro palancas de creación de valor: inventario de pozos de alta calidad, excelencia operativa, balance sólido y enfoque sustentable.

Amplio inventario de pozos

Nuestro plan de crecimiento está basado principalmente en el desarrollo de un inventario de aproximadamente 850 pozos en Bajada del Palo Oeste, 75 en Aguada Federal, 75 en Bandurria Norte y 150 en Bajada del Palo Este, con los mayores estándares de eficiencia y seguridad. Al 31 de diciembre de 2022, se habían conectado 60 pozos en Bajada del Palo Oeste. Adicionalmente, conectamos 2 pozos en Bajada del Palo Este y 6 pozos en Aguada Federal. Esta actividad impulsó nuestra producción hasta 51.4 Mboe/d durante el cuarto trimestre de 2022, lo cual representó un 27% del crecimiento interanual. Las reservas probadas y certificadas bajo normas establecidas por la Securities Exchange Commission de los Estados Unidos de Norteamérica (SEC) para el Grupo Vista en Argentina, al 31 de diciembre de 2022, ascendían a 247,7 millones de boe. El inventario de pozos en Águila Mora será revisado al terminarse el plan piloto que actualmente estamos ejecutando.

Creemos que la productividad de sus pozos nuevos demuestra la calidad de nuestro acreage en Vaca Muerta. Al 31 de diciembre de 2022, el pozo promedio de Bajada del Palo Oeste (que representa el promedio de los pads BPO-1 a BPO10) estaba produciendo un 3% por encima de nuestra curva tipo tras 360 días de producción. Dicha productividad ubica a los pozos de Vista entre los mejores de Vaca Muerta.

Excelencia operativa

El incremento en la productividad impulsada por Bajada del Palo Oeste y nuestros esfuerzos para lograr eficiencias sobre nuestra estructura de costos llevaron a una reducción en nuestro costo de levantamiento a US\$7,5/boe en 2022 desde US\$13.9/boe en 2018.

Sólido balance y rendimientos financieros

El efectivo y equivalentes al cierre del ejercicio 2022 fue de US\$163.4 millones. Durante el mismo periodo generamos EBITDA Ajustado de US\$773.4 millones. Además, en 2022 nuestro resultado operativo fue US\$553.3 millones y el resultado del ejercicio fue de US\$349.1 millones.

Cultura enfocada en la sustentabilidad

Alejandro Chernacov
Director y Subdelegado

Operamos nuestros activos con integridad, innovación y agilidad. El personal trabaja en equipo para hacer las cosas bien, la primera vez y todas las veces. Vista desarrolla su negocio de manera sostenible, generando valor hoy y construyendo un futuro para las generaciones venideras.

Vista ha publicado su aspiración de alcanzar cero emisiones netas de gases de efecto invernadero (alcance 1 y 2) en 2026, combinando (i) una reducción de huella de carbono en sus operaciones del 35% en términos absolutos comparado con las emisiones del año 2020, con (ii) la implementación de proyectos basados en la naturaleza para remover emisiones restantes. Durante 2022, Grupo Vista redujo la intensidad de las emisiones de GEI de Alcance 1 y 2 en un 25% interanual, es decir, de 24 kgCO₂e/boe a 18 kgCO₂e/boe. Actualmente Grupo Vista ejecutando los cuatro primeros proyectos de Soluciones Basadas en la Naturaleza.

La seguridad es uno de los pilares de Grupo Vista, y su objetivo es operar con los más altos estándares de la industria del petróleo y el gas, en conformidad con la Asociación Internacional de Productores de Petróleo y Gas (“IOGP” por sus siglas en ingles) y la asociación mundial de la industria de petróleo y gas para cuestiones ambientales y sociales (“IPIECA” por sus siglas en ingles). En 2022, Grupo Vista tuvo una tasa total de incidentes registrables (“TRIR” por sus siglas en ingles) de 0.86, que se situó por debajo de 1 por tercer año consecutivo. Además, durante 2022 no tuvimos incidentes mayores relacionados con derrames de petróleo.

Vista se compromete con el desarrollo de las comunidades en las que opera, con un modelo de negocios inclusivo, y reforzando el sentido de pertenencia a través de iniciativas de diálogo abierto, cooperación activa, voluntariado y compromiso social.

En Vista, creemos fuertemente en el valor de desarrollar una cultura organizacional que promueva la diversidad, equidad e inclusión en cada nivel. Diariamente se desarrollan estas capacidades en los empleados y líderes. En 2022, el 45% de las nuevas contrataciones de Grupo Vista fueron mujeres, elevando su porcentaje de mujeres empleadas en 2bps a 22%. Adicionalmente, invertimos aproximadamente US\$736,000 en desarrollo social. El compromiso es crear entornos de trabajo donde el personal sienta que puede intercambiar ideas y opiniones, más allá de su raza, género, nacionalidad, religión y creencias

Estamos comprometidos con la implementación de principios sólidos y transparentes de gobierno corporativo, los que fortalecen la confianza y credibilidad con sus grupos de interés. Estamos alineados con alineado a las directrices establecidas por la Global Reporting Initiative (GRI), el Oil and Gas Sector Standard 2021 y GRI Universal Standards 2021 y en la SASB para los temas ASG específicos del sector más relevantes para nuestro rendimiento financiero y la creación de valor a largo plazo. Por segundo año consecutivo, el Reporte de Sustentabilidad 2022 de Grupo Vista incluirá información alineada con las recomendaciones publicadas por el Grupo de Trabajo sobre Divulgación Financiera Relacionada con el Clima (Task Force on Climate-related Financial Disclosure, TCFD) y una garantía limitada sobre determinados indicadores GRI relevantes. Grupo Vista es parte de los Diez Principios de las Naciones Unidas sobre derechos humanos, trabajo, medio ambiente y prácticas en contra de la corrupción. El Consejo de Administración del Grupo Vista supervisa todas las acciones relacionadas con la sustentabilidad a través del Comité de Prácticas Corporativas.

Estructura Corporativa

Antecedentes

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

A partir del 26 de abril de 2022, con motivo de la Asamblea General Ordinaria y Extraordinaria de Accionistas celebrada en la Ciudad de México, cambió su denominación social de “Vista Oil & Gas, S.A.B. de C.V.” a “Vista Energy, S.A.B. de C.V.”.

Alejandro Chernacov
Director y Subdelegado



La Combinación Inicial de Negocios

El 4 de abril del 2018, Vista Energy, 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:

- 1) el 23% en cada una de las Concesiones EL-AA-BP operadas por PELSA;
- 2) la participación no operada 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 no operada del 1,5% en una concesión de explotación en la Cuenca del Noroeste en la Provincia de Salta, denominada "Acambuco";
- 5) la participación no operada 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 no operada 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 Energy 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

Alejandro Chernacov
Director y Subdelegado



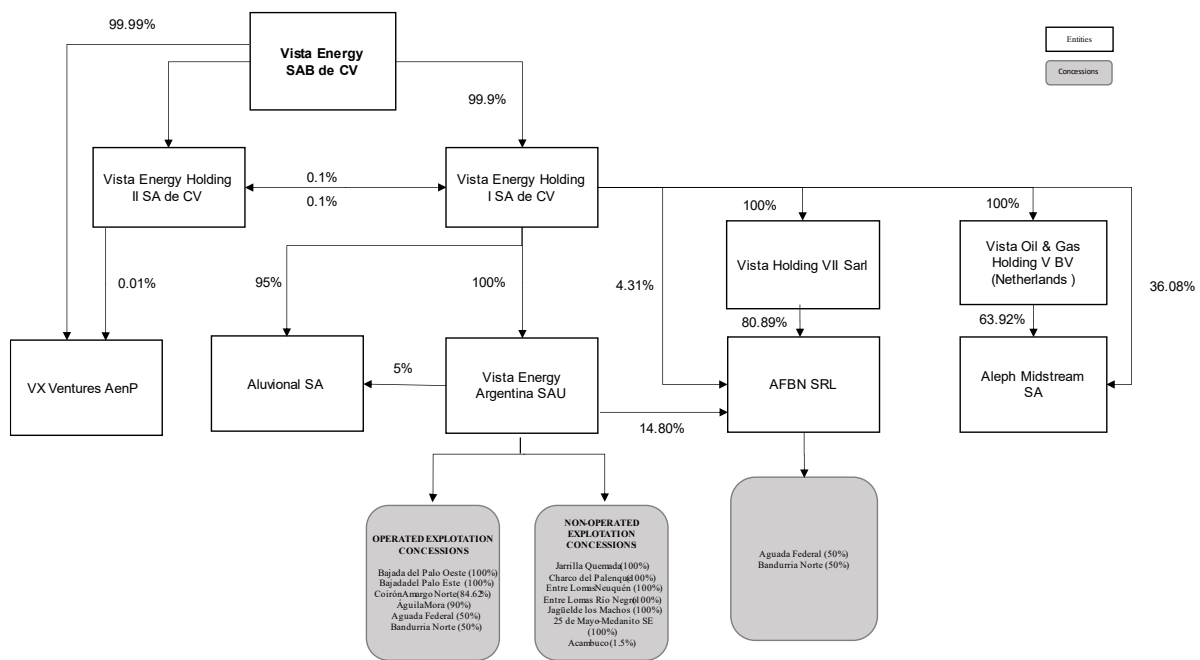
Con motivo de la Fusión inscripta, Vista Oil & Gas Argentina ha modificado su tipo societario de sociedad anónima (S.A.) a sociedad anónima unipersonal (S.A.U.), y en su carácter de sociedad absorbente y continuadora de las Sociedades Absorbidas, adquirió la plena explotación y administración de los 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, Coirón Amargo Norte y Águila Mora y sobre las concesiones de explotación sobre las áreas Entre Lomas, Bajada del Palo Oeste, Bajada del Palo Este y Agua Amarga. 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.

Finalmente, el 26 de abril de 2022, Vista Oil & Gas Argentina S.A.U. modificó su denominación social a “Vista Energy Argentina S.A.U.”. Para mayor información, veasé “*Información del Emisor – Hechos Recientes*”.

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 Energy Holding I, S.A. de C.V. tiene una participación indirecta del 36,08% en Aleph Midstream. El 63,92% restante lo mantiene una entidad legal totalmente controlada.

(2) El presente diagrama refleja la estructura de la Sociedad es posterior a la transacción con Aconcagua de fecha 23 de febrero de 2023

Cambio de sede social

Alejandro Chernacov
 Director y Subdelegado

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.

Eventos significativos del año 2022

Desarrollo Vaca Muerta

Durante 2022, la Compañía completó y conectó 28 pozos de petróleo shale. Se conectaron cinco pads en Bajada del Palo Oeste (BPO-11 al BPO-15), lo cual agregó 20 pozos shale nuevos en producción, aumentando el total de pozos shale en producción en el bloque a 60 al final del año. En Bajada del Palo Este, la Compañía completó y conectó sus primeros dos pozos. En Aguada Federal, la Compañía completó y conectó sus primeros seis pozos. La producción total de shale fue 33,278 boe/d.

Cambio de Denominación Social

El pasado 26 de abril de 2022, a través de una Asamblea General Extraordinaria, se aprobó el cambio de denominación social, pasando la Sociedad de denominarse “Vista Oil & Gas Argentina S.A.U.” a denominarse “Vista Energy Argentina S.A.U.”

El management de la Compañía decidió que el nuevo nombre corporativo de la Sociedad refleja mejor el enfoque proactivo de la Compañía hacia la evolución de la industria energética y sus objetivos de sustentabilidad, incluida la reducción de su huella de carbono.

Conflicto entre Rusia y Ucrania

El pasado 24 de febrero de 2022, el gobierno de la Federación de Rusia anunció el inicio de una "operación militar especial" que comenzó con una invasión sobre el territorio de Ucrania. De este modo, se inició un conflicto bélico entre ambos países. Como respuesta a la invasión, ciertos países de la comunidad internacional han aplicado fuertes sanciones contra sectores de la economía, empresas, personas, asociaciones deportivas y culturales de Rusia.

Particularmente en lo que hace al sector en el cual se desempeña la Emisora, el conflicto ha generado y podría seguir generando cambios sustanciales en los precios de petróleo en mercados internacionales. Adicionalmente, las decisiones que tomen la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP), los Estados Unidos o la Unión Europea podrían generar mayor volatilidad en el mercado mundial de crudo, repercutiendo en las decisiones de negocios, el resultado de las operaciones y/o las condiciones económico-financieras de la Emisora. Para mayor información véase la sección “Factores de Riesgo – Estamos expuestos a los efectos de las fluctuaciones en los precios internacionales del petróleo y el gas.” de este Prospecto.

Adquisición de participación en las concesiones Aguada Federal y Bandurria Norte en Vaca Muerta.

Con fecha 17 de enero de 2022, la Compañía anunció la adquisición del 50% de participación en las concesiones Aguada Federal y Bandurria Norte en Vaca Muerta ubicadas en el *shale oil* play de Vaca Muerta, a Wintershall DEA Argentina S.A., convirtiéndose en operador y único concesionario. La fecha efectiva de la Adquisición fue el 1 de enero de 2022. Por medio de esta Adquisición, el Grupo Vista adquirió:

- (iii) 25,231 acres netos, incrementando su acreage total en Vaca Muerta a 183,084 acres.
- (iv) 150 locaciones de pozos nuevos a su portafolio en Vaca Muerta.

El cierre final de la Adquisición tendrá lugar con la publicación de un decreto por parte de la Provincia del Neuquén aprobando la asignación de los Activos a Vista. Vista pagará un total de US\$140,000,000, de los cuales US\$90,000,000 fueron pagados el 18 de enero de 2022, o antes de dicha fecha, mientras que los

Alejandro Chernacov
Director y Subdelegado



US\$50,000,000 restantes serán pagados en 8 cuotas iguales trimestrales a partir de abril de 2022. Adicionalmente, la Adquisición termina la obligación de Vista de pagar el carry de US\$77,000,000 asumido por la Compañía el 16 de septiembre de 2021, al adquirir la participación inicial de 50% en los Activos.

Aportes Irrevocables en Aluvional S.A.

Con fecha 6 de enero de 2022, 4 de febrero de 2022 y 18 de marzo de 2022 en el marco del plan de expansión de negocios de la Emisora, el Directorio resolvió la realización de aportes irrevocables en Aluvional S.A. por un monto de \$428.312.501,06, \$175.000.000, \$153.000.000 y \$300.000.000, respectivamente, a los fines de ampliar su presencia en el mercado minero a través de la explotación de minas y canteras de, entre otros, amianto, cuarzo, diatomita, ágata, agua marina, amatista, cristal de roca, topacio, corindón, feldespatos, mica, zeolita, perlita, granulado volcánico, puzolana, toba, talco, vermiculita, tosca y grafito.

Aporte de capital a cuenta de una futura suscripción de acciones

El 17 de febrero de 2022, la Sociedad resolvió aceptar una oferta remitida por el accionista Vista Energy Holding I, S.A. de C.V. de realizar un aporte irrevocable de capital a cuenta de una futura suscripción de acciones por la suma total de US\$882.191,78 (dólares estadounidenses ochocientos ochenta y dos mil ciento noventa y uno con 78/100) -equivalente a AR\$93.926.958,81 de conformidad con el tipo de cambio comprador divisa del Banco de la Nación Argentina al cierre de operaciones del dicho día (AR\$106,47 por US\$1).

Aporte irrevocable de fecha 31 de marzo de 2022 en Aluvional S.A.

Con fecha 31 de marzo de 2022, el Directorio de la Sociedad resolvió, en el marco del plan de expansión de negocios de la Sociedad, la realización de un aporte irrevocable en Aluvional S.A. por un monto de \$144.053.000 (Pesos ciento cuarenta y cuatro millones cincuenta y tres mil).

Aportes irrevocables de fecha 31 de marzo de 2022 de Vista Energy Holding I, S.A. de C.V.

Con fecha 31 de marzo de 2022, el Directorio de la Sociedad resolvió aceptar una oferta remitida por el accionista Vista Energy Holding I, S.A. de C.V. de realizar un aporte irrevocable de capital por la suma total de \$144.053.000 (Pesos ciento cuarenta y cuatro millones cincuenta y tres mil).

Aporte irrevocable de fecha 24 de mayo de 2022 en Aluvional S.A.

Con fecha 31 de marzo de 2022, el Directorio de la Sociedad resolvió, en el marco del plan de expansión de negocios de la Sociedad, la realización de un aporte irrevocable en Aluvional S.A. por un monto de \$400.000.000 (Pesos cuatrocientos millones).

Aportes irrevocables de fecha 31 de mayo de 2022 de Vista Energy Holding I, S.A. de C.V.

Con fecha 31 de mayo de 2022, el Directorio de la Sociedad resolvió aceptar una oferta remitida por el accionista Vista Energy Holding I, S.A. de C.V. de realizar un aporte irrevocable de capital por la suma total de \$744.000.000 (Pesos setecientos cuarenta y cuatro millones).

Aportes irrevocables de fecha 1 de junio de 2022 de Vista Energy Holding I, S.A. de C.V.

Con fecha 1 de junio de 2022, el Directorio de la Sociedad resolvió aceptar una oferta remitida por el accionista Vista Energy Holding I, S.A. de C.V. de realizar un aporte irrevocable de capital por la suma total de \$744.000.000 (Pesos setecientos cuarenta y cuatro millones).

Aporte irrevocable de fecha 13 de julio de 2022 de Vista Energy Holding I, S.A. de C.V.

Alejandro Chernacov
Director y Subdelegado



Con fecha 13 de julio de 2022, el Directorio de la Sociedad resolvió aceptar una oferta remitida por el accionista Vista Energy Holding I, S.A. de C.V. de realizar un aporte irrevocable de capital a cuenta de una futura suscripción de acciones por la suma total de \$37.684.000,24.

Aporte irrevocable de fecha 28 de julio de 2022 en Aluvional S.A.

Con fecha 28 de julio de 2022, el Directorio de la Sociedad resolvió, en el marco del plan de expansión de negocios de la Sociedad, la realización de un aporte irrevocable en Aluvional S.A. por un monto de \$400.000.000 (Pesos cuatrocientos millones).

Aportes irrevocables de fecha 5 de agosto de 2022 en AFBN S.R.L.

Con fecha 5 de agosto de 2022, el Directorio de la Sociedad resolvió, en el marco del plan de expansión de negocios de la Sociedad, la realización de un aporte irrevocable de capital a cuenta de una futura suscripción de cuotas en AFBN S.R.L. por un monto de \$1.047.894.233,42.

Asimismo, con fecha 5 de agosto de 2022, el Directorio de la Sociedad resolvió, en el marco del plan de expansión de negocios de la Sociedad, la realización de un aporte irrevocable de capital a cuenta de una futura suscripción de cuotas en AFBN S.R.L. por un monto de \$2.640.000.000 (pesos dos mil seiscientos cuarenta millones).

Aportes irrevocables de fecha 19 de agosto de 2022 de Vista Energy Holding I, S.A. de C.V.

Con fecha 19 de agosto de 2022, el Directorio de la Sociedad resolvió aceptar una oferta remitida por el accionista Vista Energy Holding I, S.A. de C.V. de realizar un aporte irrevocable de capital a cuenta de una futura suscripción de acciones por la suma total de \$110.361.550,25.

Aportes irrevocables de fecha 1 de septiembre de 2022 de Vista Energy Holding I, S.A. de C.V.

Con fecha 1 de septiembre de 2022, el Directorio de la Sociedad resolvió aceptar una oferta remitida por el accionista Vista Energy Holding I, S.A. de C.V. de realizar un aporte irrevocable de capital a cuenta de una futura suscripción de acciones por la suma total de \$861.483.437,50 (Pesos ochocientos sesenta y un millones cuatrocientos ochenta y tres mil cuatrocientos treinta y siete con cincuenta).

Unión transitoria y acuerdo de inversión conjunta con Trafigura Argentina S.A. para el desarrollo de 3 pads en Vaca Muerta

Con fecha 11 de octubre de 2022, la Sociedad comunicó la suscripción de una unión transitoria y un acuerdo de inversión (el “**Acuerdo de Inversión**”) con Trafigura Argentina S.A. para el desarrollo de 3 pads en el área Bajada de Palo Oeste. De conformidad con el Acuerdo de Inversión, con efectos a partir del 1 de octubre de 2022:

(a) Trafigura (A) tendrá los derechos sobre el 25% de la producción de hidrocarburos proveniente de los pads materia del Acuerdo de Inversión, (B) tendrá a su cargo el 25% del costo de inversión, y el pago de regalías e impuestos directos que corresponda de los pads materia del Acuerdo de Inversión y (C) pagará a Vista: (i) US\$1,700,000 por cada pozo conectado (equivalente a US\$6,800,000 por pad de 4 pozos), (ii) una tarifa, con un máximo en 12.5 \$/bbl, sobre la producción de Trafigura para compensar a Vista por mejoras en el precio internacional del crudo por encima de 60 \$/bbl y hasta 110 \$/bbl, y (iii) una tarifa sobre la producción de Trafigura para compensar a Vista por todos los costos operativos, gastos generales y de administración, costos de midstream dentro del bloque y costos de abandono de pozo.

(b) Vista mantendrá la operación del bloque y el 100% de titularidad de la concesión Bajada del Palo Oeste. Con respecto a los pads incluidos en el Acuerdo de Inversión: (i) mantendrá los derechos sobre el 75% de la producción de hidrocarburos, (ii) tendrá a su cargo el 75% de los costos de inversión, y el pago de regalías e impuestos directos que le correspondan, y (iii) tendrá a su cargo todos los demás costos incluyendo costos operativos y de midstream dentro del bloque.

Alejandro Cherniakov
Director y Subdelegado



Además del Acuerdo de Inversión, Vista y Trafigura han extendido un acuerdo previo de compraventa de petróleo crudo por 12 meses, mediante el cual Vista le venderá a Trafigura 380,000 barriles de petróleo crudo mensuales durante el primer semestre de 2023 y 345,000 barriles de petróleo crudo mensuales durante el segundo semestre de 2023, a un precio de compra a ser acordado por las partes basado en condiciones de mercado.

Este Acuerdo de Inversión le permite a Vista aumentar su generación de flujo de caja libre más allá de los objetivos del plan estratégico de Vista para 2022-2026, contribuyendo así a: (i) continuar reduciendo la deuda bruta, (ii) distribuir capital a los accionistas mediante la recompra de acciones o el pago de dividendos, y (iii) acelerar las inversiones en Vaca Muerta, y en particular en proyectos de infraestructura troncal, para generar crecimiento rentable impulsado por el mercado de exportaciones. Adicionalmente le permite a la Compañía seguir consolidando su relación con Trafigura como socio estratégico.

Aporte irrevocable de fecha 7 de noviembre de 2022 en Aluvional S.A.

Con fecha 7 de noviembre de 2022, el Directorio de la Sociedad resolvió, en el marco del plan de expansión de negocios de la Sociedad, la realización de un aporte irrevocable en Aluvional S.A. por un monto de \$270.000.000 (Pesos doscientos setenta millones).

Aporte irrevocable de fecha 10 de noviembre de 2022 de Vista Energy Holding I, S.A. de C.V.

Con fecha 10 de noviembre de 2022, el Directorio de la Sociedad resolvió aceptar una oferta remitida por el accionista Vista Energy Holding I, S.A. de C.V. de realizar un aporte irrevocable de capital a cuenta de una futura suscripción de acciones por la suma total de \$45.067.228,03 (Pesos cuarenta y cinco millones sesenta y siete mil doscientos veintiocho con tres).

Distribución de dividendos anticipados con fecha 22 de noviembre de 2022.

Con fecha 22 de noviembre de 2022, el Directorio de la Sociedad resolvió aprobar un dividendo anticipado por la suma de \$28.832.372.292 sobre la base de estados financieros condensados intermedios al 30 de septiembre de 2022 y por el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2022, y reservarse la facultad de determinar oportunamente el modo y condiciones en que se pondrá a disposición del accionista el dividendo anticipado aprobado.

Aporte irrevocable de fecha 24 de noviembre de 2022 en AFBN S.R.L.

Con fecha 24 de noviembre de 2022, el Directorio de la Sociedad resolvió, en el marco del plan de expansión de negocios de la Sociedad, la realización de un aporte irrevocable de capital a cuenta de una futura suscripción de cuotas en AFBN S.R.L. por un monto de \$1.640.000.000 (pesos mil seiscientos cuarenta millones).

Aporte irrevocable de fecha 1 de diciembre de 2022 de Vista Energy Holding I, S.A. de C.V.

Con fecha 1 de diciembre de 2022, el Directorio de la Sociedad resolvió aceptar una oferta remitida por el accionista Vista Energy Holding I, S.A. de C.V. de realizar un aporte irrevocable de capital a cuenta de una futura suscripción de acciones por la suma total de \$405.189.000 (Pesos cuatrocientos cinco millones ciento ochenta y nueve mil).

Rescate de Obligaciones Negociables Clase V y Obligaciones Negociables Clase IX

Con fecha 19 de diciembre de 2022, la Sociedad rescató la totalidad de las Obligaciones Negociables Clase V y Obligaciones Negociables Clase IX en circulación a dicha fecha.

Hechos Recientes

Aporte irrevocable de fecha 12 de enero de 2023 de Vista Energy Holding I, S.A. de C.V.

Alejandro Chernacov
Director y Subdelegado



Con fecha 12 de enero de 2023, el Directorio de la Sociedad resolvió aceptar una oferta remitida por el accionista Vista Energy Holding I, S.A. de C.V. de realizar un aporte irrevocable de capital a cuenta de una futura suscripción de acciones por la suma total de \$ 115.514.380,01 (ciento quince millones quinientos catorce mil trescientos ochenta pesos con un centavo).

Aporte irrevocable de fecha 17 de febrero de 2023 de Vista Energy Holding I, S.A. de C.V.

Con fecha 17 de febrero de 2023, el Directorio de la Sociedad resolvió aceptar una oferta remitida por el accionista Vista Energy Holding I, S.A. de C.V. de realizar un aporte irrevocable de capital a cuenta de una futura suscripción de acciones por la suma total de \$ 32.345.028,94 (treinta y dos millones trescientos cuarenta y cinco mil veintiocho pesos con noventa y cuatro centavos).

Operación para incrementar el foco en los activos de Vaca Muerta

Con fecha 23 de febrero de 2023, la Sociedad comunicó una operación para incrementar el foco en sus operaciones de *shale oil* en Vaca Muerta y reforzar la rentabilidad para los accionistas.

La operación consiste en un acuerdo de dos fases (la “Operación”) comenzando el 1 de marzo de 2023 (la “Fecha Efectiva de la Operación”) con Petrolera Aconcagua Energía S.A. (“Aconcagua”), un operador *upstream* de la cuenca con servicios integrados, centrado en la producción convencional, que se convertirá en el operador de ciertas Concesiones (conforme dicho término se define más adelante) de las que la Sociedad actualmente es la titular.

Durante la primera fase de la Operación, que finalizará a más tardar el 28 de febrero de 2027 (la “Fecha de Cierre Final de la Operación”), Aconcagua tendrá derecho al 60% de los hidrocarburos producidos en las concesiones y afrontará el 100% de los costos, impuestos y regalías de dichas Concesiones, mientras que Vista, conservará el derecho al 40% restante de los hidrocarburos producidos y recibirá de Aconcagua un pago inicial. Vista y Aconcagua trabajarán conjuntamente con las Provincias de Río Negro y Neuquén para negociar una prórroga de los plazos de las concesiones de explotación y transporte de cada una de las Concesiones, de conformidad con los términos previstos por la normativa vigente en Argentina. Vista seguirá siendo titular de las Concesiones hasta que se obtengan las aprobaciones de las Provincias, las que serán solicitadas a más tardar a la Fecha de Cierre Final de la Operación, cuando las Concesiones serán transferidas a Aconcagua, sujeto a aprobaciones provinciales

Según los términos de la Operación, a partir de la Fecha Efectiva de la Operación:

- (i) Aconcagua se convertirá en el operador de las siguientes concesiones en la Cuenca Neuquina, ubicada en Argentina: Entre Lomas, ubicada en la Provincia de Neuquén, y Entre Lomas, Jarilla Quemada, Charco del Palenque, Jagüel de los Machos y 25 de Mayo-Medanito SE, ubicadas en la Provincia de Río Negro (las “Concesiones de Explotación”), además de la concesión de transporte de gas Entre Lomas, la concesión de transporte de gas Jarilla Quemada y la concesión de transporte de petróleo crudo 25 de Mayo-Medanito SE (las “Concesiones de Transporte” y, conjuntamente con las Concesiones de Explotación, las “Concesiones”);
- (ii) Aconcagua pagará a Vista US\$ 26.48 millones en efectivo (US\$ 10.00 millones pagados el 15 de febrero de 2023, US\$ 10.74 millones a pagar el 1 de marzo de 2024, US\$ 5.74 millones a pagar el 1 de marzo de 2025);
- (iii) Vista retendrá el 40% de la producción de petróleo crudo y gas natural, además del 100% de la producción de gas licuado de petróleo, gasolina y condensados, de las Concesiones de Explotación (afrontando Aconcagua todos los costos, impuestos y regalías), hasta lo que ocurra primero de (a) la Fecha de Cierre Final de la Operación y (b) la fecha en la que Vista reciba una producción acumulada de 4 millones de barriles de petróleo crudo y 300 millones de m³ de gas natural (los “Hidrocarburos”

Alejandro Cherniakov
Director y Subdelegado



- Retenidos por Vista")². Por otro lado, Aconcagua tendrá derecho al 60% de la producción de crudo y gas natural de las Concesiones de Explotación;
- (iv) Aconcagua pagará el 100% de la participación de Vista en los gastos de capital, gastos operativos, regalías, impuestos y cualquier otro costo asociado a las Concesiones;
 - (v) Vista tendrá derecho a comprar de Aconcagua hasta el 60% de la participación de Aconcagua en el gas natural producido por las Concesiones a un precio de US\$ 1 por millón de BTU hasta la Fecha de Cierre Final de la Operación;
 - (vi) Vista y Aconcagua trabajarán, conjuntamente con las Provincias de Río Negro y Neuquén, para negociar una prórroga de los títulos de concesión de explotación y transporte que rigen las Concesiones, incluyendo un pago inicial y un compromiso de inversión, en los términos establecidos en la normativa aplicable en Argentina;
 - (vii) Vista y Aconcagua han firmado un acuerdo por el cual Vista tratará y transportará el 100% del petróleo crudo producido en las Concesiones de Explotación (a excepción de 25 de Mayo-Medanito SE y Jagüel de los Machos) hasta el vencimiento de los títulos de las concesiones (incluida una potencial prórroga de 10 años);
 - (viii) Vista seguirá siendo el titular de las concesiones hasta a más tardar la Fecha de Cierre Final de la Operación, cuando las Concesiones serán transferidas a Aconcagua, sujeto a aprobaciones provinciales.

El valor neto contable de las Concesiones, al 31 de diciembre de 2022, es de US\$ 106 millones. La concesión de transporte de crudo Entre Lomas, que incluye una planta de tratamiento de petróleo de 57.000 bbl/d ubicada geográficamente en la concesión Entre Lomas Río Negro y tiene un valor neto contable de US\$ 20 millones al 31 de diciembre de 2022, está excluida de la Operación. Vista tendrá una opción de venta de la concesión de transporte de crudo Entre Lomas a Aconcagua a un precio a ser acordado por las partes.

Recompra de Acciones Serie C

El 17 de marzo de 2023, Vista Energy, S.A.B. de C.V. concluyó una transacción que resultó en la adquisición de las dos acciones serie C de su capital social en circulación, de conformidad con el programa de recompra de acciones autorizado por los accionistas de dicha compañía utilizando el fondo de recompra. Estas acciones serie C son actualmente propiedad de Vista Energy, S.A.B. de C.V., sin que puedan ejercerse derechos económicos ni corporativos en relación con las mismas.

Designación de Autoridades

Mediante la Asamblea General Ordinaria de Accionistas de la Sociedad de fecha 28 de marzo de 2023 se resolvió establecer el número de directores titulares en tres (3) y el de directores suplentes en dos (2) y nombrar a los Sres. Pablo Vera Pinto, Juan Garoby y Alejandro Cheriñacov como directores titulares; y a Georgina Lufrano y Florencia Hardoy como directoras suplentes de la Sociedad, todos ellos por un plazo de tres (3) ejercicios. A su vez, la Asamblea resolvió designar como miembros titulares de la Comisión Fiscalizadora a los Sres. Roberto Guillermo Argañaraz Porcel, Marcelo Alejandro Dulman y Leonardo Alejandro Castillo, y como miembros suplentes a Alfredo Alejandro Nicotera, Marisol Rocío García y Nadia Vanesa Pahor por el plazo de tres (3) ejercicios.

Para mayor información sobre las autoridades de la Compañía véase la sección “*Información sobre Directores, Gerencia, Asesores y Miembros del Órgano de Fiscalización*” de este Prospecto.

Resultados Exitosos en Bajada del Palo Este

El 18 de abril de 2023, Vista, anunció que tuvo resultados exitosos en el tercer pozo perforado y completado en Bajada del Palo Este, el pozo BPE-2301h, ubicado en el sector sudeste del bloque. El pozo BPE-2301h fue

² Si al 28 de febrero de 2027, Vista no ha recibido los Hidrocarburos Retenidos por Vista, Aconcagua deberá pagar a Vista un monto en efectivo para compensar los volúmenes faltantes.

Alejandro Cheriñacov
Director y Subdelegado



aterrizado en el horizonte de navegación “La Cocina” ubicado en Vaca Muerta, con una longitud lateral de 2,818 metros y 48 etapas de estimulación hidráulica.

La producción acumulada de los primeros 60 días del pozo BPE-2301h fue de 74,9 miles de Mboe, con un pico IP-30 de 1.547 boe/d. El contenido de petróleo del pozo fue aproximadamente 99% de la producción total. Adicionalmente, el desempeño productivo del pozo BPE-2301h impulsó la producción total de Bajada del Palo Este de 2.994 boe/d en el 4T 2022 a 4.248 boe/d en marzo de 2023.

Basado en los resultados exitosos del pozo BPE-2301h, la Compañía ha incrementado su estimación del inventario de pozos listos para perforar en el bloque desde hasta 50 pozos a hasta 150 pozos.

Aporte irrevocable de fecha 10 de mayo de 2023 de Vista Energy Holding I, S.A. de C.V.

Con fecha 10 de mayo de 2023, el Directorio de la Sociedad resolvió aceptar una oferta remitida por el accionista Vista Energy Holding I, S.A. de C.V. de realizar un aporte irrevocable de capital a cuenta de una futura suscripción de acciones por la suma total de \$ 286.329.954,00 (Pesos Doscientos ochenta y seis millones trescientos veintinueve mil novecientos cincuenta y cuatro).

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

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

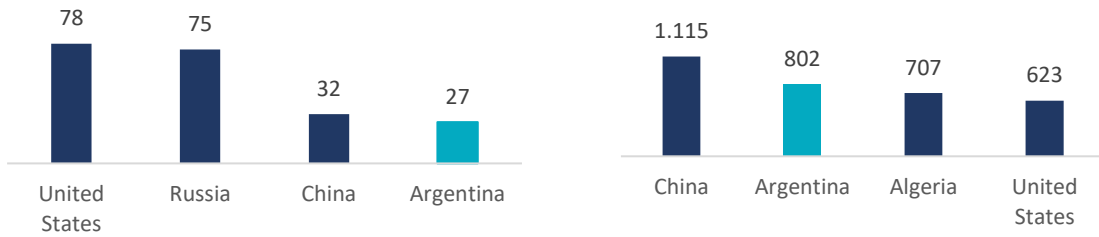
A diciembre de 2022, Argentina era el cuarto mayor productor de crudo y el mayor productor de gas natural en América Latina, basado en el BP Statistical Review of World Energy de 2022. En términos de reservas de hidrocarburos, según información de la Secretaría de Energía, al 31 de diciembre de 2022, el país tenía Reservas Probadas Desarrolladas y No Desarrolladas de gas natural por aproximadamente 14.7 billones de pies cúbicos (“Tcf”) y 2.8 Bnbl de petróleo, mientras que las reservas totales probadas, probables y posibles eran de 26.8 Tcf y 5.3 Bnbl respectivamente. Adicionalmente, Argentina es el cuarto país del mundo con más recursos prospectivos de petróleo y el segundo país con más recursos prospectivos de gas proveniente de yacimientos no convencionales, con un estimado de 27 Bnbl y 802 Tcf respectivamente, al 31 de diciembre de 2022, siendo el país con más bloques produciendo de manera comercial fuera de Norteamérica.

Alejandro Chernacov
Director y Subdelegado



Recursos Mundiales de Petróleo No Convencional (Bnboe)

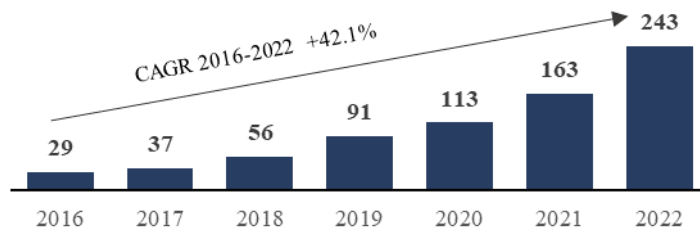
Recursos Mundiales de Gas No Convencional (Tcf)



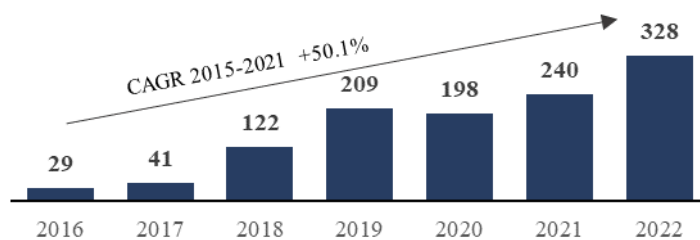
Fuente: ARI (2013). *World Shale Gas and Shale Oil Resource Assessment*, junio de 2013.

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 planes de crecimiento. La producción de petróleo no convencional aumentó a una tasa anual acumulativa del 42.1% desde 2016 hasta 2022. Además, la producción de gas no convencional aumentó a una tasa anual acumulativa del 50.1% entre 2016 y 2022.

Producción promedio de petróleo no convencional 2016-2022 (Mboe/d)



Producción promedio de gas natural no convencional 2015-2022 (Mboe/d)



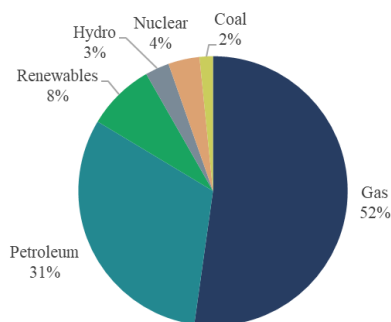
Fuente: Secretaría de Gobierno de Energía de Argentina.

Argentina tiene un alto nivel de dependencia sobre los hidrocarburos que produce, ya que éstos representan aproximadamente el 84% 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 60% de la matriz energética. La industria del petróleo y gas juega un papel muy importante en la economía argentina, siendo que el desarrollo de las formaciones de *shale* podría tener un impacto

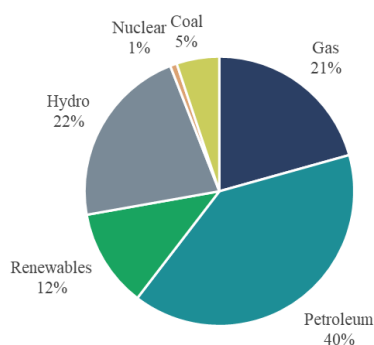
Alejandro Cheriñacov
Director y Subdelegado

positivo en la balanza comercial del país. El aumento de la producción nacional de petróleo y gas impediría que Argentina dependa del petróleo y gas importado, los cuales son costosos, y por lo tanto impulsaría el crecimiento económico del país.

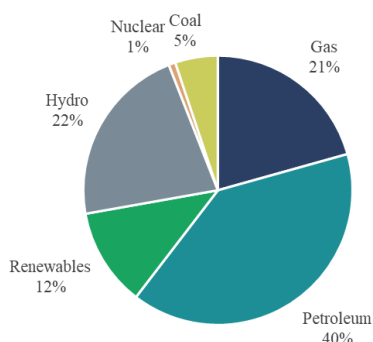
Fuentes de energía primaria al 2021 de Argentina



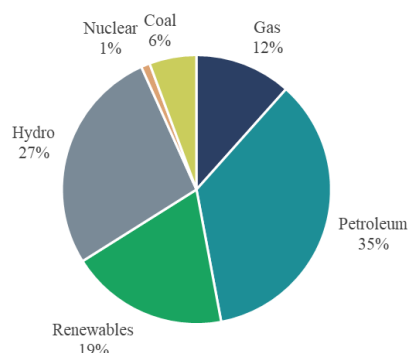
Fuentes de energía primaria al 2021 de América Latina y el Caribe



Fuentes de energía primaria al 2021 de México



Fuentes de energía primaria al 2021 de Brasil



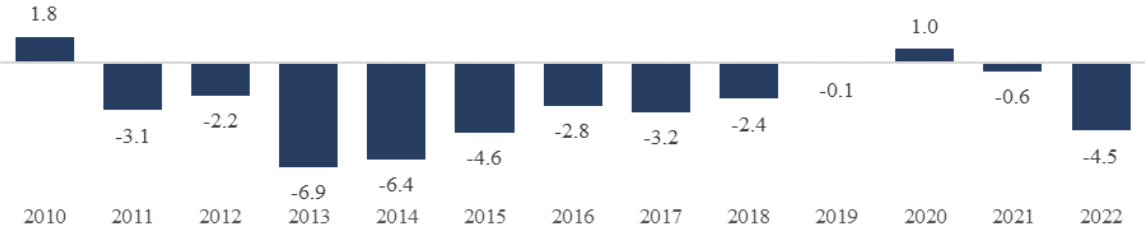
Fuente: Secretaría de Gobierno de Energía de Argentina y el informe estadístico de BP sobre el mundo.

En 2022, la demanda de gas natural fue cubierta por la producción nacional y con las importaciones provenientes de Bolivia, que ascendieron a 0.14 Tcf (a un costo de US\$1,693 millones). Además, se importaron 0.08 Tcf de GNL (US\$2,567 millones) y 2,402 millones de metros cúbicos de diésel (US\$4,387 millones) para la generación de energía eléctrica. Debido al incremento en la producción de petróleo *shale*, no fue necesario importar petróleo durante el año 2022. Sin embargo, en 2022 se importaron 1,666 miles de millones de metros cúbicos de nafta y US\$2,558 millones de metros cúbicos de diésel (a un costo de US\$3,447 millones). Como resultado, las importaciones de energía alcanzaron los US\$12,868 millones, con exportaciones que casi compensaron ese valor, alcanzando US\$8,398 millones, principalmente por la exportación de crudo. En 2021, la demanda de gas natural fue cubierta por la producción nacional y con las importaciones provenientes de Bolivia, que ascendieron a 0,17 Tcf (a un costo de US\$1.041,4 millones). Además, se importaron 0,12 Tcf de GNL (US\$1.092,5 millones) y 1,94 millones de metros cúbicos de diésel (US\$1.043,4 millones) para la generación de energía eléctrica. Debido al incremento en la producción de petróleo *shale*, no fue necesario importar petróleo durante el año 2021. Sin embargo, en 2021 se importaron 580,7 miles de metros cúbicos de nafta y 1,973 millones

Alejandro Chernacov
Director y Subdelegado

de metros cúbicos de diésel (a un costo de US\$1.362,8 millones). Como resultado, las importaciones de energía alcanzaron los US\$5.843 millones, con exportaciones que casi compensaron ese valor, alcanzando US\$5.283 millones, principalmente por la exportación de crudo.

Balanza Comercial de Energía 2009 - 2022 de Argentina (US\$ bn)



Fuente: Secretaría de Gobierno de Energía de Argentina.

Panorama General de las Cuencas Argentinas

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



Fuente: Wood Mackenzie.

Ubicada en el centro-oeste de Argentina, la Cuenca Neuquina se encuentra entre las cuencas más productivas del país y representa el 41% y 64% de la producción total de petróleo y gas, respectivamente. En la Cuenca del Golfo San Jorge se encuentra el 55% de las reservas probadas de petróleo del país, mientras que en la Cuenca Austral se encuentra el 25% del total de las reservas probadas de gas natural.

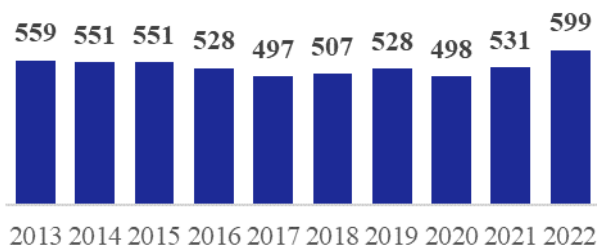
Exploración y Producción de Petróleo

Alejandro Chernacov
Director y Subdelegado



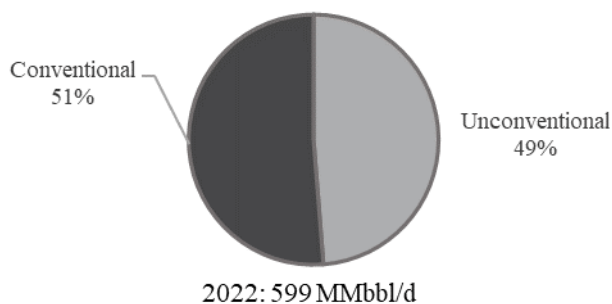
Durante 2022, la producción de petróleo y condensado fue de una media de 599 Mbbl/d, un 13% superior a la media de 2021 y representó el 41% de la producción de hidrocarburos en Argentina. La producción convencional representa el 60% de la producción total de petróleo, mientras que la producción no convencional representa el 40% restante. Durante 2021, la producción de petróleo y condensado fue de una media de 531 Mbbl/d, un 6,5% superior a la media de 2020 y representó el 39% de la producción de hidrocarburos en Argentina. La producción convencional representó el 67% de la producción total de petróleo, mientras que la producción no convencional representó el 33% restante.

Evolución de la producción de petróleo (Mbbl/d)



Fuente: Secretaría de Gobierno de Energía de Argentina

Desglose de la producción de petróleo en 2022



Fuente: Secretaría de Gobierno de Energía de Argentina.

Durante el año terminado el 31 de diciembre de 2022, el principal productor de petróleo shale de Argentina fue YPF con una participación de mercado del 58%, seguido de Vista (14%), Shell (12%), Pan American Energy (7%) y Tecpetrol (2%).

Durante el año terminado el 31 de diciembre de 2022, el principal productor de petróleo de Argentina (incluyendo *shale* y convencional) fue YPF con una participación de mercado del 47%, seguido de Pan American Energy (17%), Vista (7%), Shell (5%), Pluspetrol (5%), y Tecpetrol (3%).

Durante el año terminado el 31 de diciembre de 2021, el principal productor de petróleo shale de Argentina fue YPF con una participación de mercado del 59.7%, seguido de Vista (12.7%), Shell (9.4%), Pan American Energy (5.8%) y Pluspetrol (3.4%).

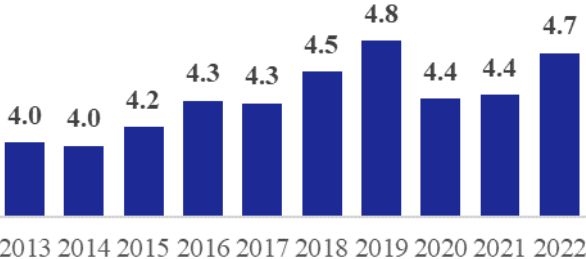
Durante el año terminado el 31 de diciembre de 2021, el principal productor de petróleo de Argentina fue YPF con una participación de mercado del 46.4%, seguido de Pan American Energy (19.1%), Vista (5.7%), Pluspetrol (5.2%), Tecpetrol (3.0%) y Shell (2.9%).

Exploración y Producción de Gas Natural

Alejandro Cherniacov
Director y Subdelegado

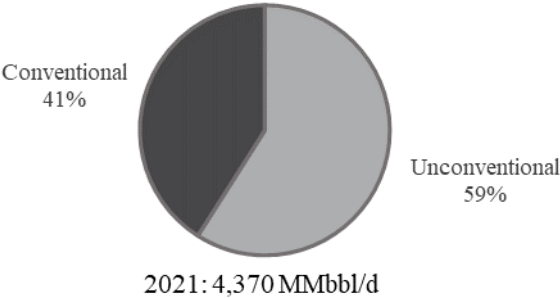
Durante 2022, la producción de gas natural alcanzó los 4.7 Bnfc/d, 7% más que la producción de 2021, y representó el 59% de la producción nacional. Durante 2021, la producción de gas natural alcanzó los 4.4 Bnfc/d, en línea con la producción de 2020, y representó el 61% de la producción total Argentina de hidrocarburos. La producción convencional representa el 41% de la producción total de gas, mientras que la producción no convencional representa el 59% restante.

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



Fuente: Secretaría de Gobierno de Energía de Argentina.

Desglose de la producción de gas natural 2022



Fuente: Secretaría de Gobierno de Energía de Argentina. SESCO.

Durante el año finalizado el 31 de diciembre de 2022, el principal productor de gas shale de Argentina fue YPF, con una participación de mercado del 31%, seguido de Tecpetrol (30%), Total Austral (12%), Pan American Energy (12%), Pluspetrol (%) y Exxon (3%).

El principal productor de gas natural de Argentina (incluyendo shale y convencional) fue YPF, con una participación de mercado del 27.4%, seguido de Total Austral (22.8%), Tecpetrol (13.3%), Pan American Energy (12.2%), Pampa Energía (6.8%) y Pluspetrol (5.1%).

Al 31 de diciembre de 2021, las Reservas Probadas de gas natural alcanzaron los 13.8 Tnfc. Al 31 de diciembre de 2021, la cuenca con la mayor concentración de Reservas Probadas de gas natural fue la Cuenca Neuquina con un 69%, seguida de Austral (20%), Golfo San Jorge (9%) y Noroeste (2%).

Demanda y Consumo

En 2022, la demanda nacional de gas natural alcanzó los 4.0 Bnfc/d. El sector de generación eléctrica impulsó la demanda con el 31.4% del gas consumido en el país, seguido del sector industrial (28.9%), residencial

Alejandro Chernacov
Director y Subdelegado

(24.4%) y otros (15.4%). Durante el año 2022, para satisfacer la demanda de gas natural, se importaron 0.14 Tcf de gas natural de Bolivia, además de 0.08 Tcf de NGL.

En 2021, la demanda interna de gas natural alcanzó los 4,1 Bnch/d. El sector de generación de energía eléctrica impulsó la demanda con el 37.7% del gas consumido en el país, seguido del sector industrial (28.4%), residencial (22.8%) y otros (11.0%). Durante 2021, para satisfacer la demanda de gas natural, se importaron 0.17 Tcf de gas natural de Bolivia, además de 0.12 de NGL.

Panorama General de Vaca Muerta / Potencial en No Convencional

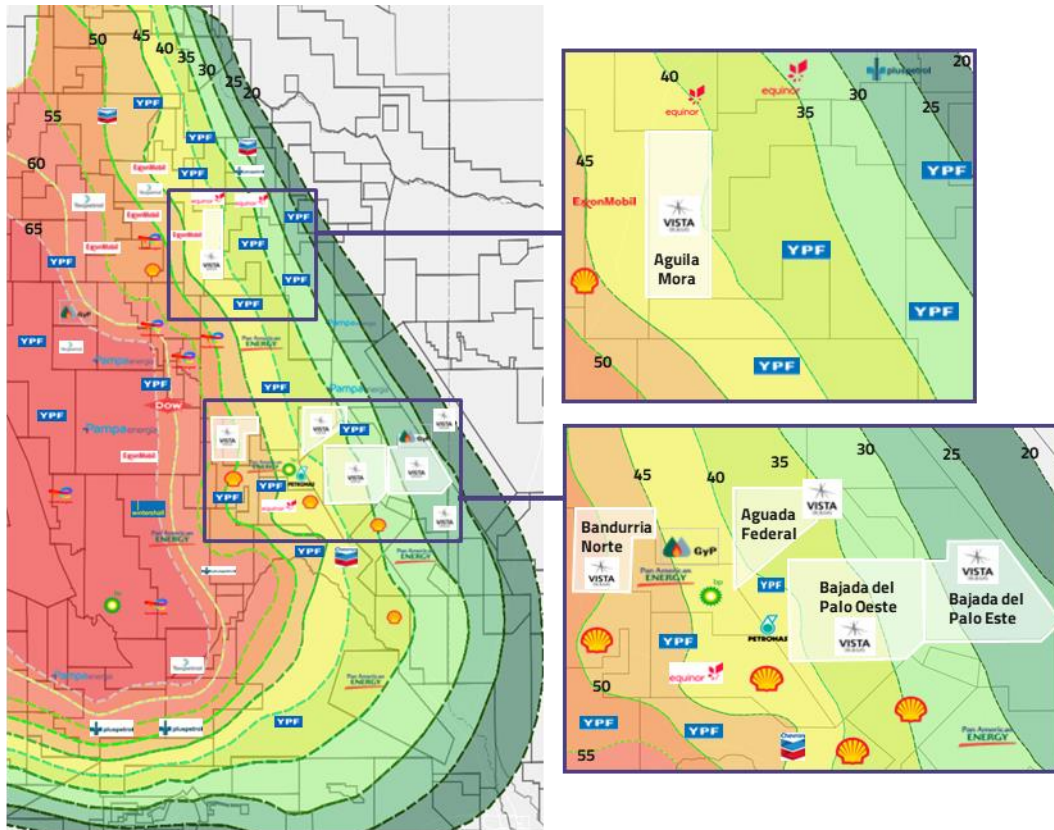
Vaca Muerta es la formación no convencional más prominente en la Cuenca Neuquina. La misma está considerada como una formación de shale de relevancia a nivel global y se ha convertido recientemente en el mayor desarrollo comercial de shale fuera de América del Norte. El desarrollo de la formación Vaca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

Como consecuencia de las recientes reformas al marco regulatorio, reducciones significativas en los costos de los pozos y mejoras en las tasas de producción, Vaca Muerta ha atraído a más de 30 compañías del sector de petróleo y gas, nacionales y extranjeras, entre las cuales figuran Chevron, Shell, ExxonMobil, Total, Equinor, Pan American Energía, Petronas, Pluspetrol, Tecpetrol, Dow y YPF. La mayoría de estas compañías, que son titulares de concesiones cercanas a las nuestras, ya están invirtiendo en sus proyectos en pleno desarrollo, o en algunos casos están ejecutando proyectos piloto.

Distribución de la formación Vaca Muerta en la cuenca

Alejandro Chernacov
Director y Subdelegado



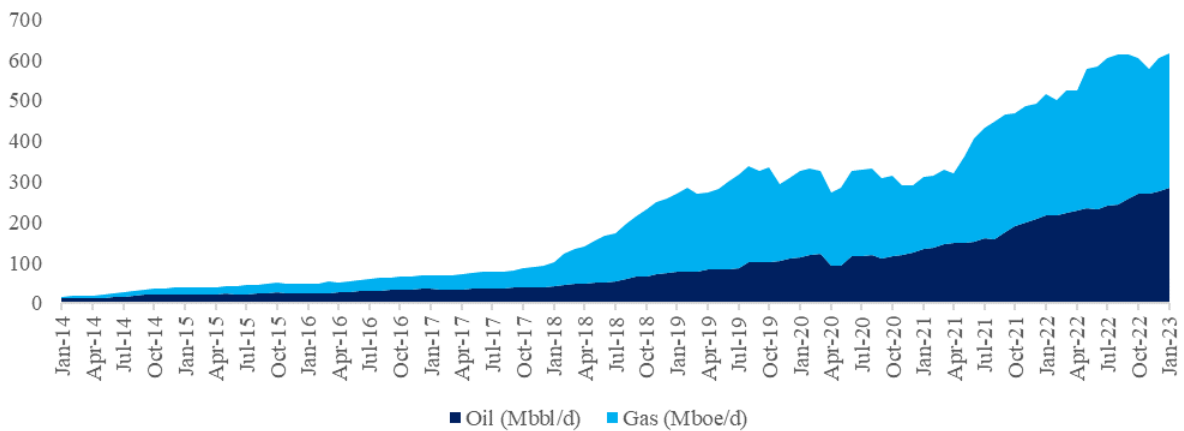


Los números de las líneas de contorno indican grados API

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

La producción de petróleo y gas natural de Vaca Muerta alcanzó 616.7 Mboe/d en enero de 2023. La producción de petróleo *shale* fue impulsada principalmente por las áreas Loma Campana, La Amarga Chica, Bajada del Palo Oeste, Bandurria Sur y Cruz de Lorena, que aportaron 197.6 Mbbl/d y la producción de *shale* gas fue impulsada principalmente por las áreas Fortín de Piedra, Rincón del Mangrullo, Aguada Pichana Este, La Calera y El Orejano, que aportaron 232.1 Mboe/d.

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



Alejandro Chernacov
Director y Subdelegado

Fuente: Secretaría de Gobierno de Energía de Argentina

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

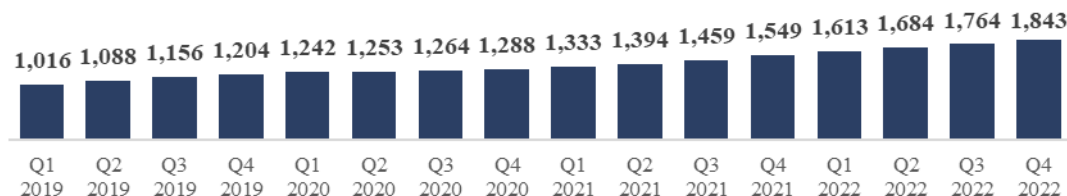
Región	Contenido Orgánico Total ("COT") (%)	Espesor (m)	Presión del Reservorio (psi/ft)
Bajada del Palo Oeste	4.2	250	0.9
Eagle Ford.....	3	200-300	0.5-0.8
Wolfcamp (Permian).....	3-5	30-100	0.5-0.9

Fuente: Secretaría de Gobierno de Energía de Argentina con Wood Mackenzie. Basado en estimaciones de la empresa, el Ministerio de Hacienda, la Secretaría de Energía y la EIA.

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 2023, la actividad de perforación se ha centrado históricamente en la concesión de Loma Campana operada por YPF en asociación con Chevron, con más de 720 pozos perforados de un total de 1.899 pozos perforados en Vaca Muerta. Vaca Muerta sigue evolucionando con un desarrollo que empieza a extenderse más allá del centro histórico de actividad a bloques adyacentes como La Amarga Chica, Fortín de Piedra, El Orejano, Bandurria Sur, Aguada Pichana Este y Bajada del Palo Oeste, que están incrementando su actividad de perforación con más de 500 pozos en producción.

Pozos perforados desde el 1T de 2019 al 4T de 2022

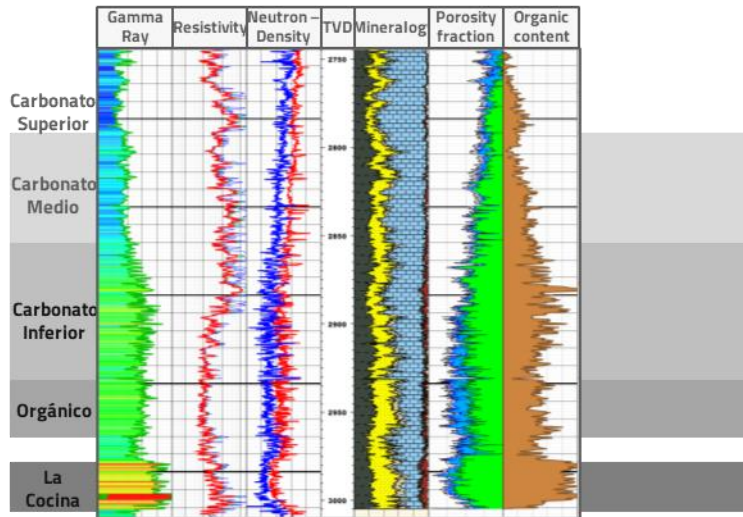


Fuente: Secretaría de Gobierno de Energía de Argentina.

Vaca Muerta se encuentra en una etapa relativamente temprana en su desarrollo en comparación con otras formaciones de shale de los Estados Unidos y Canadá. La Cuenca Permian ubicada en Texas, Estados Unidos es un buen análogo para Vaca Muerta, con características geológicas similares y una larga trayectoria de desarrollo de hidrocarburos no convencionales. Sin embargo, Vaca Muerta tiene incluso mayor espesor que el Permian, con hasta cinco zonas diferentes con reservas ya probadas en diferentes bloques de la Cuenca. Los operadores han perforado alrededor de 1,900 pozos en Vaca Muerta en comparación con más de 33,000 en el Permian. Se espera que Vaca Muerta tenga una trayectoria de crecimiento similar a la de la Cuenca de Permian u otras formaciones de shale de los Estados Unidos. La creciente inversión en Vaca Muerta por parte de los operadores internacionales es similar a las etapas iniciales de la Cuenca del Permian desde 2008, convirtiéndose en una de las formaciones de shale más atractivas del mundo.

Potenciales zonas de navegación adicionales en Bajada del Palo Oeste

Alejandro Cherniakov
Director y Subdelegado



Fuente: Vista- La imagen no representa toda la zona de shale de Vaca Muerta.

Infraestructura Petrolera

La infraestructura de petróleo crudo en Argentina conecta las cuencas de producción con las refinerías. Las refinerías se encuentran en Luján de Cuyo, en la Cuenca Cuyana, y Plaza Huincul, en la Cuenca Neuquina, la Cuenca Noroeste (Refinor) y en la provincia de Buenos Aires (La Plata, Bahía Blanca, Dock Sud, Campana). El Sistema de Oleoductos del Valle S.A. ("Oldelval") se considera el más relevante en Argentina ya que tiene 1700 km de ductos que transportan el 70% del petróleo producido en la Cuenca Neuquina, el 30% del petróleo producido en Argentina; a su vez, de lo que transportan dichos ductos, el 31.5% es *shale* de Vaca Muerta. El ducto principal de Oldeval corre desde Puerto Hernández en la Cuenca Neuquina hasta Puerto Rosales cerca de Bahía Blanca, transporta aproximadamente el 70% de la producción de la Cuenca Neuquina, y tiene una capacidad aproximada de 260,000 Mbbl/d.

En Puerto Rosales se halla la terminal marítima de exportación operada por Oiltanking Ebytem S.A. ("OTE"), una compañía propiedad de YPF (30%) y Oiltanking (70%). OTE dispone de 18 tanques con una capacidad de almacenamiento de 480,000 m³, de los cuales 150,000 m³ se destinan a almacenar crudo tipo Medanita, y cuenta con dos boyas, Punta Ancla y Punta Cigueña, con capacidades de 106,000 y 67,500 toneladas de peso muerto, respectivamente. Estas dos boyas prestan servicios de carga y descarga de buques principalmente para Panamax.

Se encuentran en marcha dos proyectos para permitir la evacuación de la producción incremental de Vaca Muerta. El proyecto Duplicar de Oldelval está diseñado para mejorar el gasoducto troncal que conecta a Vaca Muerta con terminales de exportación del Atlántico. Se espera que este proyecto incremente la capacidad del gasoducto a una capacidad de 540,000 Mbbl/d, para 2025. Adicionalmente, OTE se encuentra ejecutando un proyecto de expansión diseñado para mejorar la terminal de exportación del Atlántico el cual planea agregar almacenamiento adicional.

Alejandro Chernacov
Director y Subdelegado



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 Gobierno de Energía de Argentina

La actividad en Vaca Muerta se ha desarrollado utilizando la infraestructura existente, pero esperamos que conforme la producción vaya aumentando se construya nueva infraestructura y se implementen mejoras a la infraestructura actual. Por ejemplo, TGS construyó un ducto de 92 km con una capacidad de 37 MMm³/d, que puede ser expandida hasta 56 MMm³/d, y una planta de acondicionamiento para adaptar la calidad del gas antes de entrar a los ductos. La inversión total se estima en US\$800 millones, 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. Adicionalmente, el gobierno argentino ha comisionado la construcción del gasoducto Néstor Kirchner para expandir la capacidad de transporte de Vaca Muerta a los mercados locales principales en

Alejandro Chernacov
Director y Subdelegado

Buenos Aires y zonas aledañas. La primera etapa del proyecto conectará las localidades de Tratayen y Salliqueló, con una longitud aproximada de 570 km. La capacidad mínima inicial del gasoducto será de 11 MMm³/d, el cual será expandido a 22MMm³/d y 44 MMm³/d en las etapas siguientes.

Argentina cuenta con una red de gasoductos con capacidad para exportar gas a Chile desde las cuencas Neuquina, Austral y Noroeste. La Cuenca Austral está conectada a Chile a través de un gasoducto instalado para abastecer el complejo productivo de la empresa Methanex, en el extremo sur del país. La Cuenca Neuquina está conectada a Chile a través de los gasoductos GasAndes y Pacífico, con una capacidad total de 13.5 MMm³/d. Por su ubicación en la formación Vaca Muerta, es la mejor situada para aumentar las exportaciones. Para exportar gas a Brasil, existe un gasoducto de 2.8 MMm³/d que conecta las localidades de Aldea Brasileira en la provincia de Entre Ríos con Uruguay y en Brasil. La exportación de gas a Uruguay se realiza a través del gasoducto Cruz del Sur, con una capacidad de 6.0 MMm³/d, que conecta las localidades de Punta Lara y Colonia a través de un gasoducto bajo el lecho del Río de la Plata, y a través del gasoducto entre las localidades de Colón y Paysandú. Los gasoductos Norandino y Atacama, que conectan la provincia de Salta con la región de Antofagasta en el norte del país vecino, tienen capacidad de sobra para la exportación. Sin embargo, debido a la disminución de la producción de la cuenca del Noroeste, no hay gas disponible para la exportación.

Marco Regulatorio del Petróleo y Gas en Argentina

Introducción al Mercado de Hidrocarburos

La industria argentina del petróleo y el gas está regulada por (i) la Ley de Hidrocarburos N° 17.319, promulgada en 1967, y modificada por la Ley N° 26.197, promulgada en 2007, y la Ley N° 27.007, promulgada en 2014, que estableció el marco legal básico para la exploración y producción de petróleo y gas natural; y (ii) la Ley N° 24.076, denominada la “Ley de Gas Natural”, del año 1992, que estableció las bases para la desregulación de las industrias del transporte y distribución del gas natural y creó el Ente Nacional Regulador del Gas (ENARGAS).

El 24 de septiembre de 1992, el Congreso Nacional promulgó la Ley N° 24.145 que aprobó la transferencia del dominio de las reservas de hidrocarburos a las provincias en donde se encuentran ubicadas. Sin embargo, esta ley estableció que la transferencia estaba sujeta a la promulgación de una ley que modificara la Ley de Hidrocarburos. La Ley N° 24.145, entonces, reconoció a las provincias una serie de derechos, entre los cuales se incluyen: (i) el otorgamiento de nuevos permisos de exploración y concesiones de explotación sobre los hidrocarburos ubicados en sus territorios, (ii) la ampliación de los plazos de los permisos, concesiones y contratos vigentes y nuevos, (iii) la aprobación de su cesión, (iv) la revocación de los permisos, concesiones y contratos como consecuencia de incumplimientos graves o por causas que se indican en la Ley de Hidrocarburos, (v) la imposición de sanciones, y (vi) el ejercicio, en general, de todas las facultades inherentes en su carácter de autoridad de aplicación.

En octubre de 1994, se reformó la Constitución Nacional y, de conformidad con el artículo 124 de la misma, se les otorgó a las provincias el control primario de los recursos naturales dentro de sus territorios. En este contexto, en agosto de 2003, el Decreto N° 546/03 transfirió a las provincias el derecho a otorgar permisos de exploración y concesiones de explotación y transporte de hidrocarburos en determinados lugares designados como “áreas de transferencia”, así como también en otras zonas designadas por las autoridades provinciales.

En enero de 2007, la Ley 26.197, modificatoria de la Ley de Hidrocarburos, reconoció a las provincias la titularidad de los yacimientos de hidrocarburos de acuerdo con el artículo 124 de la Constitución Nacional Argentina (incluidos los yacimientos cuyas concesiones se otorgaron antes de 1994) y otorgó a las provincias el derecho de administrar dichos yacimientos. Aun así, las reservas de hidrocarburos ubicadas más allá de 12 millas náuticas y dentro de la plataforma continental permanecieron como propiedad del estado nacional. La Ley 26.197, además, estableció que el diseño de las políticas energéticas a nivel federal sería responsabilidad del Poder Ejecutivo Nacional, quien sería además la autoridad concedente de todas aquellas facilidades de transporte de hidrocarburos que (i) abarquen dos o más provincias o (ii) que tengan como destino directo la exportación. De acuerdo con la ley, deberán transferirse a las provincias todas aquellas concesiones de transporte cuyas trazas

Alejandro Chernacov
Director y Subdelegado



comiencen y terminen dentro de una misma jurisdicción provincial y que no tengan como destino directo la exportación.

En mayo de 2012 fue sancionada la Ley N° 26.741 (“Ley de Soberanía Hidrocarburífera”), que entre otras cuestiones, faculta al Poder Ejecutivo Nacional, como autoridad a cargo de la fijación de la política en la materia, a arbitrar las medidas conducentes al cumplimiento de los fines de esta ley (i.e. autoabastecimiento, exploración, explotación, industrialización, transporte y comercialización de hidrocarburos, a fin de garantizar el desarrollo económico con equidad social, entre otros) con el concurso de los Estados provinciales y del capital público y privado, nacional e internacional.

La Ley de Soberanía Hidrocarburífera también declaró el autoabastecimiento de hidrocarburos como una prioridad de la política energética nacional. Dicho principio general fue reglamentado por el Decreto N° 1277/2012, emitido en julio de 2012.

A través del Decreto N° 1277/2012, reglamentario de la Ley de Soberanía Hidrocarburífera, el Gobierno Argentino derogó aquellas disposiciones de los Decretos N° 1055/89, 1212/89 y 1589/89 (los “Decretos de Desregulación del Petróleo”) que establecían: (i) el derecho a la libre disponibilidad de la producción de hidrocarburos (tanto para comercializarlos en el mercado doméstico como para exportarlos), (ii) la libre fijación de precios; y (iii) la exención de todo arancel, derecho y/o retención sobre las exportaciones e importaciones de hidrocarburos. La norma estableció como objetivos principales:

- aumentar las inversiones en toda la cadena de producción hidrocarburífera;
- la integración del capital público y privado, nacional e internacional, en alianzas estratégicas dirigidas a la exploración y explotación de hidrocarburos convencionales y no convencionales;
- la promoción de la industrialización y comercialización de hidrocarburos con alto valor agregado, y
- la protección de los intereses de los consumidores.

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

- Permisos de Exploración Convencional: el plazo para los permisos de exploración convencional se divide en dos periodos de 3 años cada uno, más una prórroga discrecional de hasta 5 años. Por lo tanto, el plazo máximo del permiso de exploración se redujo de 14 a 11 años. La prórroga es facultativa para el permisionario que haya cumplido con la inversión y las restantes obligaciones a su cargo.
- Permisos de Exploración no-convencional: el plazo de los permisos se divide en dos periodos de 4 años cada uno, más una prórroga discrecional de hasta 5 años, otorgando una vigencia máxima de 13 años. La prórroga es facultativa para el permisionario que haya cumplido con la inversión y las restantes obligaciones a su cargo. Para los permisos para operaciones costa afuera (*offshore*), cada uno de los períodos del Plazo Básico de exploración con objetivo convencional podrá incrementarse en un (1) año.
- Concesiones: el plazo para la explotación de recursos convencionales se mantiene en 25 años. Para la explotación de recursos no-convencionales se establece un plazo de 35 años, incluida una prueba piloto de hasta 5 años. En el caso de la operación costa afuera (*offshore*), las concesiones se otorgan por periodos de hasta 30 años. Bajo la anterior Ley de Hidrocarburos las concesiones podían extenderse solo una vez por un periodo de 10 años. La nueva Ley No. 27.007 establece la posibilidad de solicitar extensiones sucesivas para la explotación de recursos convencionales y no-convencionales por periodos de 10 años, bajo el cumplimiento de ciertos

Alejandro Chernacov
Director y Subdelegado



requisitos, cada una. Incluso las concesiones que se dieron con anterioridad a esta modificación o que ya se hubieran extendido una vez, podrán ser extendidas nuevamente.

- Reserva de áreas y método de transporte: la Ley No. 27.007, desde su entrada en vigor, eliminó la posibilidad de que el gobierno de Argentina y las Provincias puedan reservarse áreas para la explotación exclusiva a través de entidades públicas o compañías con participación estatal. Sin embargo, los contratos ya celebrados por dichas entidades públicas o compañías con participación estatal para la exploración y desarrollo de áreas reservadas se registrarán bajo la regulación anterior a la Ley No. 27.007.
- Regalías: la tasa del 12% establecida en la Ley de Hidrocarburos original se mantuvo. También se mantiene la posibilidad de que la autoridad concedente reduzca la tasa en casos excepcionales en hasta 5%, teniendo en cuenta la productividad, condiciones y ubicación de los pozos, 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 N° 27.007 establece que el Poder Ejecutivo argentino deberá incluir al régimen de promoción de inversión a los proyectos que requieran una inversión de no menos de US\$250MM o más durante un periodo de 3 años (el “Régimen de Promoción de Inversión para la Explotación de Hidrocarburos”, creado mediante el Decreto N° 929/13). Con anterioridad a esta modificación de la Ley N° 27.007, los beneficios de este régimen aplicaban únicamente a los proyectos con una inversión de más de US1,000 millones en un periodo de 5 años.

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

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

La Ley N° 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.

Los permisos de exploración y las concesiones de explotación constituyen un derecho adquirido que no puede extinguirse sin indemnización legal. Sin embargo, las autoridades provinciales competentes tienen derecho a revocar estas licencias en caso de incumplimiento de las condiciones del permiso o la concesión por parte del licenciatario (artículo 80 de la Ley N° 17.319). Los licenciatarios también pueden renunciar parcial o totalmente, en cualquier momento, a la superficie de un permiso o concesión. Si se renuncia a un permiso de exploración, el licenciatario estará obligado a pagar los montos de inversión comprometidos y no cumplidos (artículos 20 y 81 de la Ley N° 17.319).

Además, las expropiaciones en Argentina están reguladas por la Ley Federal de Expropiaciones N° 21.499, que no incluye disposiciones específicas para las licencias de petróleo y gas.

Alejandro Chernacov
Director y Subdelegado



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 Argentina permite el reconocimiento de la superficie de territorios no cubiertos por los permisos de exploración o las concesiones de explotación. Los interesados en realizarlos deberán contar con la autorización previa del propietario superficial y responderán por cualquier daño que le ocasionen. No podrán iniciarse los trabajos de reconocimiento sin previa aprobación de la autoridad de aplicación. El permiso consignará el tipo de estudio a realizar, el plazo de su vigencia y los límites y extensión de las zonas donde serán realizados. La información obtenida durante el ejercicio de reconocimiento de la superficie debe ser puesta a disposición de la autoridad, quien tendrá prohibido hacer pública dicha información por un periodo de 2 años sin el consentimiento de quien llevó a cabo la exploración, excepto si es en conexión con el otorgamiento de los permisos de exploración o concesiones de explotación.

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

Bajo la Ley de Hidrocarburos Argentina, 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 Argentina). Los titulares de las concesiones de explotación están obligados a pagar por dichas concesiones y a hacer pagos de regalías al gobierno de Argentina.

Mediante el Decreto N° 771/2020, el Gobierno argentino fijó los valores actuales del canon que deben pagar los permisionarios de exploración y los concesionarios de explotación:

- El titular de un permiso de exploración pagará anualmente y por adelantado un canon por cada kilómetro cuadrado o fracción, conforme a la siguiente escala:
 - primer período: el monto equivalente en pesos de cero coma cuarenta y seis (0,46) barriles de petróleo por kilómetro cuadrado.
 - segundo período: El monto equivalente en pesos de uno coma ochenta y cuatro (1,84) barriles de petróleo por kilómetro cuadrado.
 - prórroga: El monto equivalente en pesos de treinta y dos coma veintidós (32,22) barriles de petróleo por kilómetro cuadrado.
- El titular de una concesión de explotación pagará anualmente y por adelantado el monto equivalente en pesos de ocho coma veintiocho (8,28) barriles de petróleo por kilómetro cuadrado o fracción en concepto de canon.

Alejandro Chernacov
Director y Subdelegado



El precio a considerar para determinar el valor del barril de petróleo a los efectos del cálculo del canon de exploración y el canon de explotación arriba expuestos, será el que surja del promedio del precio de mercado interno de petróleo correspondiente al primer semestre del año anterior al de la liquidación.

Dichos precios serán publicados por la Secretaría de Energía tomando el valor correspondiente al mercado interno más transferencias sin precio, total provincias, del informe de regalías de petróleo crudo o de la publicación que la reemplace en el futuro. El coeficiente de conversión de metros cúbicos (m³) a barriles por kilómetro cuadrado será 6,2898.

El tipo de cambio a utilizar para la liquidación del canon será el correspondiente a dólares estadounidenses divisa vendedor del Banco de La Nación Argentina vigente el día hábil anterior al de efectivo pago.

Por otro lado, las regalías son definidas como el único mecanismo de ingreso sobre la producción de hidrocarburos que percibirán las jurisdicciones titulares del dominio de los hidrocarburos en carácter de concedentes.

La Ley N° 27.007 mantiene en un 12% el porcentaje que el concesionario de explotación pagará mensualmente al concedente, en concepto de regalía sobre el producido de los hidrocarburos líquidos extraídos en boca de pozo. Idéntico porcentaje del valor de los volúmenes extraídos y efectivamente aprovechados pagará mensualmente la producción de gas natural.

El pago en efectivo de la regalía se efectuará conforme el valor del petróleo crudo en boca de pozo, el que será declarado mensualmente por el permisionario y/o concesionario, menos el flete del producto hasta el lugar que se haya tomado como base para fijar su valor comercial. El pago en especie de esta regalía sólo procederá cuando se asegure al concesionario una recepción de permanencia razonable.

Se mantiene la posibilidad de reducir la regalía hasta el 5% teniendo en cuenta la productividad, condiciones y ubicación de los pozos.

En caso de prórroga, corresponderá el pago de una regalía adicional de hasta 3% respecto de la regalía aplicable al momento de la primera prórroga y hasta un máximo total de 18% de regalía para las siguientes prórrogas.

Para la realización de actividades complementarias de explotación convencional de hidrocarburos (art. 59 de la Ley N° 17.319 modificada por la Ley N° 27.007), a partir del vencimiento del período de vigencia de la concesión oportunamente otorgada y dentro de la concesión de explotación no convencional de hidrocarburos, la autoridad de aplicación podrá fijar una regalía adicional de hasta 3% respecto de la regalía vigente, hasta un máximo del 18% según corresponda.

El Poder Ejecutivo Nacional o Provincial, según corresponda, como autoridad concedente, podrá reducir hasta el 25% el monto correspondiente a regalías aplicables a la producción de hidrocarburos y durante los diez (10) años siguientes a la finalización del proyecto piloto a favor de empresas que soliciten una concesión de explotación no convencional de hidrocarburos dentro de los treinta y seis (36) meses a contar de la fecha de vigencia de la Ley N° 27.007.

Finalmente, se contempla la posibilidad de que, previa aprobación de la autoridad, se reduzcan las regalías al 50% para proyectos de producción terciaria, petróleos extra pesados y costa afuera, debido a su productividad, ubicación y demás características técnicas y económicas desfavorables.

La Resolución N° 435/04 emitida por la Secretaría de Energía, que modifica la Resolución N° 155 de fecha 23 de diciembre de 1992, (i) impone requisitos de información adicionales en relación con las regalías, (ii) introduce determinados cambios respecto de las facultades de las Provincias, (iii) modifica ciertas partes del sistema de determinación de regalías, incluyendo las deducciones y tipos de cambio aplicables y (iv) establece multas por incumplimiento del deber de información. Esta resolución se ha aplicado a los titulares de permisos y concesiones de producción desde junio de 2004.

Alejandro Chernacov
Director y Subdelegado



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

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

Después de más de dos décadas sin otorgar permisos de exploración en yacimientos marítimos, en octubre de 2018 se publicó el Decreto No. 872/2018, que ordena a la Secretaría de Energía a 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 se 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 regulaciones, las reservas son aquellas cantidades de hidrocarburos líquidos y gaseosos que se espera sean recuperables comercialmente mediante la aplicación de proyectos de desarrollo a acumulaciones conocidas a partir de una fecha determinada y en condiciones definidas. Las reservas deben satisfacer cuatro criterios: descubiertas, recuperables, comerciales y restantes (a la fecha de la evaluación) basados en los proyectos de desarrollo aplicados.

Adicionalmente, de acuerdo con el grado de certeza que será comercialmente recuperable, las reservas se clasifican como "probadas" (que pueden ser desarrolladas o no) y "no probadas" (que pueden ser probables, o posibles). Se espera que las Reservas Probadas Desarrolladas 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 y en la Resolución No. 69-E/2016 de la Secretaría de Recursos Hidrocarburíferos, puede diferir de las normas exigidas por los reglamentos de la SEC. Véase la sección "*Factores de Riesgo - Las estimaciones sobre las reservas de petróleo y gas se basan en supuestos que podrían ser inexactos*".

Los "recursos contingentes" son aquellas cantidades de hidrocarburos que, a una fecha determinada, se estima que pueden recuperarse potencialmente de acumulaciones conocidas mediante las técnicas actuales, pero que el proyecto o proyectos aplicados aún no se consideran suficientemente maduros para su desarrollo comercial debido a una producción poco rentable o a la falta de un mercado viable. La estimación de recursos prospectivos

Alejandro Chernacov
Director y Subdelegado



es definida por SPE/WPC como aquellas cantidades de petróleo que se estiman, en una fecha determinada, potencialmente recuperables de acumulaciones no descubiertas, las cuales no es necesario reportar.

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

La información incluida en este apartado del reporte anual relativa a las reservas probadas de Argentina ha sido elaborada a partir de información oficial y de dominio público de la Secretaría de Energía. 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 reporte anual ha sido preparada de acuerdo con las definiciones de la Regla 4-10(a) de la Regulación S-X promulgada por la SEC o del Sistema de Gestión de Recursos Petrolíferos de la Society of Petroleum Engineers' Petroleum Resources Management System, que difieren de las directrices pertinentes publicadas por la Secretaría de Energía.

Transporte

La Ley de Hidrocarburos provee a los productores de hidrocarburos a obtener del Gobierno argentino una concesión de 35 años para el transporte de petróleo, gas y productos derivados a través de una licitación pública, por un periodo equivalente al concedido para la concesión de explotación vinculada a la concesión de transporte. Una vez transcurrido el plazo original y todas las prórrogas pertinentes, las instalaciones se revertirán en favor de gobierno federal o provincial, según sea el caso

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

El concesionario tiene derecho a transportar petróleo, gas y productos refinados y a construir y operar oleoductos, ductos para gas, instalaciones de almacenamiento, estaciones de bombeo, plantas de compresión, carreteras, ferrovías y otro tipo de infraestructura y equipamiento necesario para la operación eficiente del sistema de oleoductos. Si bien el concesionario está obligado a transportar hidrocarburos de terceros a cambio de una comisión sin discriminación, esta obligación aplica únicamente si dicho productor tiene capacidad excedente una vez que sus necesidades de transporte propias ya hayan sido cubiertas. Las tarifas están sujetas a la aprobación de ENERGAS o la Secretaría de Energía, dependiendo si lo que está siendo transportado es gas o petróleo crudo. La Resolución SE No. 5/04, según fue modificada, establece las tarifas máximas:

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

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

El 7 de febrero de 2019, el Gobierno argentino emitió el Decreto No. 115/2019, que modifica algunas disposiciones relevantes del Decreto No. 44/1991:

- Reemplaza la definición de “Poliducto” e “Hidrocarburos Líquidos”;
- Las tarifas aplicables a los cargadores por los servicios de transportes de hidrocarburos por oleoductos, gasoductos, poliductos y/o cualquier otra instalación permanente y fija para el

Alejandro Chernacov
Director y Subdelegado



transporte, carga, despacho, infraestructura de captación, de compresión, acondicionamiento y tratamiento de hidrocarburos, se ajustarán cada cinco (5) años. Si con anterioridad a la finalización de ese período ocurrieran variaciones significativas en los indicadores de base para los cálculos tarifarios, a solicitud del concesionario, esas tarifas podrán ser revisadas por la autoridad de aplicación. Para el financiamiento y amortización de nuevas inversiones, la autoridad de aplicación podrá contemplar un período mayor para la vigencia del cálculo tarifario.

- La capacidad disponible (diferencia entre la capacidad máxima de transporte del conducto y las necesidades propias del transportador aprobadas por la Autoridad de Aplicación) deberá ser declarada anualmente por los concesionarios de transporte, conforme al procedimiento que establezca la autoridad de aplicación.
- El plazo de las concesiones de transporte que se adjudiquen mediante el procedimiento de concurso o licitación previsto en la Sección 5ª del Título II de la Ley N° 17.319 y sus modificatorias será de treinta y cinco (35) años, contados desde la fecha de su otorgamiento. Los concesionarios podrán solicitar prórrogas por un plazo de diez (10) años de duración cada una de ellas, siempre que hayan cumplido con sus obligaciones, se encuentren transportando hidrocarburos al momento de solicitar la prórroga y presenten un plan de trabajo e inversiones asociadas. Aquellas concesiones de transporte otorgadas con anterioridad a la entrada en vigencia del Decreto N° 115/2019, se regirán por los términos y condiciones de su otorgamiento.
- Los titulares de concesiones de transporte de hidrocarburos líquidos que se otorguen a partir de la entrada en vigencia del Decreto N° 115/2019 y los titulares de concesiones de transporte de hidrocarburos líquidos otorgadas con anterioridad a esa fecha, respecto del volumen de las ampliaciones de capacidad de sus instalaciones efectuadas con posterioridad a esa misma fecha, podrán asegurar capacidad de servicio en firme a cualquier cargador interesado mediante contratos de reserva de capacidad. Estos contratos podrán ser libremente negociados en cuanto a su modalidad de asignación, precios y volúmenes. La capacidad no contratada y la capacidad contratada no utilizada quedarán sujetas a la tarifa que apruebe la autoridad de aplicación.³
- En los casos de cesión de una concesión de transporte, la extinción de la concesión de explotación del cedente, cualquiera fuera su causa, no afectará la vigencia de la concesión de transporte.
- La autoridad de aplicación de la Ley N° 17.319 y sus modificatorias establecerá el procedimiento para las ampliaciones de capacidad de los ductos existentes.
- La autoridad de aplicación de la Ley N° 17.319 y sus modificatorias determinará los términos y condiciones de los concursos a ser convocados sobre la base de propuestas presentadas por los interesados en obtener una concesión de transporte.
- Faculta a la autoridad de aplicación de la Ley N° 17.319 y sus modificatorias para que convoque a concurso o licitación pública para la adjudicación de una o más concesiones de transporte de conformidad con lo dispuesto en la Sección 5ª del Título II de dicha ley.

El 1 de julio de 2019, mediante la Resolución N° 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.

³ Se refiere a las tarifas aplicables a los cargadores por los servicios de transportes de hidrocarburos por oleoductos, gasoductos, poliductos y/o cualquier otra instalación permanente y fija para el transporte, carga, despacho, infraestructura de captación, de compresión, acondicionamiento y tratamiento de hidrocarburos.

Alejandro Chernacov
Director y Subdelegado



El 7 de mayo de 2021 se publicó en el Boletín Oficial la Resolución N° 385/2021 de la Secretaría de Energía, que aprobó las normas para la inscripción de las Empresas Transportistas de Hidrocarburos Líquidos por Ductos y a través de Terminales Marítimas en el Registro de Empresas Petroleras creado mediante el Decreto N° 5906/67. Asimismo, estableció los requisitos que deben cumplir las empresas que se inscriban en dicho registro.

El 23 de agosto de 2021 se publicó en el Boletín Oficial el Decreto N° 540/2021, por el cual se establece el transporte "no físico" de hidrocarburos líquidos por ductos hasta el ingreso a las plantas de almacenamiento. Se entiende por transporte "no físico" el servicio por el cual el cargador entrega hidrocarburos líquidos en un punto de carga determinado y solicita la devolución de una cantidad equivalente de hidrocarburos líquidos en un punto de retorno distinto al punto (o puntos) de retorno establecido según el sentido normal y habitual del flujo o movimiento del crudo, en el ámbito de una única concesión de transporte.

El cargador podrá solicitar y el transportista deberá implementar el servicio de transporte no físico de un determinado volumen de hidrocarburos líquidos cuando le fuera requerido, en tanto las condiciones técnicas y operativas de su sistema de transporte lo permitan, y procederá a la devolución del volumen recibido, en la medida que la cantidad equivalente de hidrocarburos líquidos se encuentre disponible en el punto de entrega solicitado. En el servicio de transporte no físico el cargador deberá observar las especificaciones técnicas para el ingreso de hidrocarburos líquidos establecidas en el Anexo I de la Resolución SGE N° 571/2019 y su modificatoria.

El transportista deberá establecer las condiciones técnicas y operativas específicas para el servicio de transporte no físico en su Reglamento Interno, en concordancia con la normativa vigente y las disposiciones del Decreto N° 540/2021.

El transportista podrá establecer un cargo administrativo de gestión por el servicio de transporte no físico que no formará parte de la tarifa y será solventado por el cargador que solicita la implementación del servicio.

Ningún cargador podrá negarse a que el volumen entregado en determinado punto de entrega sea utilizado por el transportista para cumplimentar un transporte no físico solicitado por otro cargador, siempre que el cargador que requiere el transporte físico reciba en el punto de devolución por él nominado la cantidad de hidrocarburo ajustada de acuerdo con el ajuste volumétrico y la calidad equivalente de acuerdo con lo establecido en el mecanismo de "Banco de Calidad" aprobado (que es un mecanismo de compensación a ser establecido por el transportista).

Agencia Gubernamental Autorizada

Según el Decreto N° 451/2022, publicado en el Boletín Oficial el 3 de agosto de 2022, la elaboración, propuesta y ejecución de la política energética nacional está a cargo del Ministerio de Economía de la Nación. Esta competencia la ejerce la Secretaría de Energía.

En materia de hidrocarburos, la Secretaría de Energía es asistida por la Subsecretaría de Hidrocarburos. Sin embargo, el Poder Ejecutivo Nacional es el encargado de determinar las áreas en las que se debe fomentar la actividad hidrocarburífera y, junto con los gobiernos provinciales, el otorgamiento de permisos y concesiones. De acuerdo con la Ley de Federalización de los Hidrocarburos N° 24.145, cada provincia tiene la facultad de aplicar la Ley de Hidrocarburos Argentina dentro de su propio territorio.

Empresa Estatal de Energía

En octubre de 2004, el Congreso Argentino aprobó la Ley N° 25.943 que creó una nueva empresa estatal de energía, ENARSA (que posteriormente se renombró como IEASA, conforme al Decreto No. 882/2017, pero en 2022 volvió a ser denominada ENARSA). Los objetivos de ENARSA 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 ENARSA 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

Alejandro Cherniakov
Director y Subdelegado



la Ley 27.007, que contempla la reversión y transferencia de todos los permisos de exploración y concesión de las áreas costa afuera (*offshore*) nacionales a Ministerio de Energía y Minería, para las cuales no hubo acuerdos de asociación firmados con ENARSA 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 Argentina y otras leyes que la complementan.

En noviembre de 2017, a través del Decreto No. 882/2017, el Poder Ejecutivo de Argentina decretó la fusión de ENARSA y EBISA (Emprendimientos Energéticos Binacionales S.A.), siendo la primera empresa la fusionante.

Requerimientos de Capital

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

La Disposición No. 335/2019 emitida por la Subsecretaría de Hidrocarburos, que regula la solvencia requerida para una empresa interesada en explorar y/o explotar áreas de hidrocarburos, establece que, para recibir y mantener los permisos o concesiones, el titular del permiso o concesionario debe tener un valor neto mínimo que asciende a (i) el valor en Pesos Argentinos de (27,000) veintisiete mil barriles de petróleo para las zonas terrestres y (ii) el valor en Pesos Argentinos de (270,000) doscientos setenta mil barriles de petróleo, en caso de zonas extraterritoriales. El precio que debe considerarse para determinar el valor del barril de petróleo nacional en el mercado internacional será el precio medio del año anterior considerado. El coeficiente de conversión de m³ a barriles será de 6.2898 y el tipo de cambio aplicable será el tipo de cambio medio al por mayor publicado por la BCRA a través de la Comunicación "A" 3,500 y correspondiente al año anterior al que se realiza el análisis se realiza.

El incumplimiento de este requisito puede dar lugar a sanciones, incluidas multas o incluso la eliminación del registro de las compañías de petróleo y gas del Ministerio de Energía. Estos requerimientos de capital pueden satisfacerse mediante garantías financieras o de otro tipo.

Mercado de Petróleo Crudo

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

La producción de petróleo crudo ha mostrado una tendencia a la baja en los últimos años. Por lo tanto, como fue el caso en el mercado del gas, el Gobierno argentino comenzó a buscar herramientas y regulaciones que pudieran reiniciar el camino hacia el crecimiento. A tal efecto, el Gobierno argentino creó programas de incentivos, incluyendo el "programa Petróleo Plus" (Petróleo Plus) (Decreto No. 2014/2008 y Resolución No. 1312/2008 de la Secretaría de Energía) y el Programa de Estímulo a la Producción del Petróleo Crudo (Resolución N° 14/2015 de la Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas, complementada por la Resolución N° 33/2015 de la misma Comisión).⁴

⁴ Cabe aclarar que el programa Petróleo Plus finalizó en el año 2015, a través del dictado del Decreto N° 1330/2015, que estableció 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. Por su parte, el Programa de Estímulo a la Producción del Petróleo Crudo tuvo vigencia hasta el 31 de diciembre del año 2015.

Alejandro Chernacov
Director y Subdelegado



Asimismo, en los últimos años, se implementaron medidas y acuerdos para fijar los precios del petróleo crudo en el mercado local.⁵ La más reciente ha sido el Decreto N° 488/2020, el cual se detallará más adelante.

El 23 de diciembre de 2019 fue publicada en el Boletín Oficial La Ley de Solidaridad N° 27.541, que establece que el Poder Ejecutivo Nacional tiene derecho a establecer derechos de exportación hasta un máximo del 33% de las mercancías exportadas hasta el 31 de diciembre de 2021. La Ley de Solidaridad también estableció un tope del 8% para los derechos de exportación de hidrocarburos y productos mineros. El Poder Ejecutivo Nacional podrá ejercer estas facultades hasta el 31 de diciembre de 2021.

La Ley de Hidrocarburos Argentina 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 refinera, un gran productor o un comercializador de combustible.

El 19 de mayo de 2020, el gobierno argentino dictó el Decreto N° 488/2020,⁶ con el fin de adoptar nuevas medidas urgentes y transitorias que permitieran atender eficazmente los objetivos de la política hidrocarburífera y asegurar el autoabastecimiento a mediano plazo. Para ello, se expresó que era necesario “*fijar en forma transitoria el precio de comercialización en el mercado local del barril de petróleo crudo, con el fin de que las empresas productoras puedan cubrir los costos operativos y sostener los niveles de actividad y/o de producción*”. Esta regulación dispuso, entre otras, las siguientes medidas:

- (i) Hasta el 31 de diciembre de 2020, el precio base del petróleo crudo en el mercado local se fijó en US\$45/bbl (utilizando la referencia del crudo “Medanito”) que se ajustará para cada tipo de crudo y puerto de entrada, estableciendo el precio a ser aplicado para el cálculo de las regalías bajo la Ley de Hidrocarburos Argentina (como se define más adelante);
- (ii) Además, la Secretaría de Energía supervisará el cumplimiento por parte de los productores del “Plan Anual de Inversiones” exigido por el artículo 12 del anexo del Decreto N° 1277/12, y aplicará, de ser necesario, las sanciones que correspondan;
- (iii) Mientras estas medidas estuvieron vigentes, las refineras y los comercializadores se vieron obligados a adquirir su demanda de crudo a los productores locales. Además, las empresas integradas, las refineras y los comerciantes no podían importar productos que estuvieran disponibles para la venta o que pudieran ser procesados en el mercado local;
- (iv) Se establecieron derechos de exportación para determinados productos de hidrocarburos: (i) 0% de la tasa para los derechos de exportación en caso de que el precio internacional sea igual o inferior al “valor base” (US\$45/bbl), (ii) 8% de la tasa para los derechos de exportación en caso de que el precio internacional sea igual o superior al valor de referencia (US\$60/bbl), y

⁵ A modo de ejemplo, cabe referirse a lo siguiente:

- 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. Luego, el referido acuerdo fue suspendido a partir del 1 de octubre de 2017, a través de la Nota NO-2017-21505927-APN-MEM (de fecha 22 de septiembre de 2017) el ex Ministerio de Energía y Minería.
- 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. Las medidas relativas a los precios aplicadas mediante el Decreto 566/2019 (según sea modificado) ya no están en vigor, ya que tenía un plazo de vigencia fijado hasta el 13 de noviembre de 2019, que no fue prorrogado.

⁶ El Decreto No. 488/2020 fue modificado por los Decretos N° 60/2020, 783/2020, 965/2020, 35/2021, 229/2021 y 245/2021.

Alejandro Chernacov
Director y Subdelegado



(iii) en el caso de que el precio internacional sea superior al valor base e inferior al valor de referencia, el tipo impositivo de los derechos de exportación se determinará según una fórmula de ajuste progresivo del tipo de derecho de exportación de 0 a 8%. El Decreto 488/2020 no establece un plazo para la aplicación de los derechos de exportación allí señalados, aunque bajo ciertas interpretaciones dichos derechos quedarían sin efecto a partir del 1 de enero de 2022 considerando el límite establecido en la Ley de Solidaridad (31 de diciembre de 2021); y

- (v) Los importes de las sanciones establecidas en el artículo 87 de la Ley de Hidrocarburos se fijaron entre un mínimo equivalente al valor de 22 m³ de crudo nacional en el mercado local y un máximo de 2,200 m³ del mismo hidrocarburo, por cada infracción.

Además, el Decreto 488/2020, dispuso que, durante la vigencia, las empresas productoras estaban obligadas a mantener los niveles de actividad y/o producción registrados durante el año 2019, teniendo en cuenta la contracción de la demanda de petróleo crudo y sus subproductos, tanto en el mercado interno como en el internacional, provocada por la pandemia del COVID-19, y siempre dentro de los parámetros de funcionamiento adecuado y económico establecidos en el artículo 31 de la Ley 17.319. Las empresas productoras debían aplicar un criterio idéntico en relación con el sostenimiento de los efectivos contratos con las empresas de servicios regionales y mantener la misma mano de obra que tenían al 31 de diciembre de 2019, que debían realizarse en un marco consensuado con las organizaciones de trabajadores para lograr conjuntamente lograr acuerdos laborales que mejoren la eficiencia, la tecnología y la producción, en cumplimiento de las mejoras prácticas nacionales e internacionales en la actividad hidrocarburífera.

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

Las operaciones de exportación de petróleo crudo y subproductos del petróleo requieren actualmente la inscripción previa en el Registro de Contratos de Operaciones de Exportación y la autorización de la Secretaría de Energía (según el régimen establecido en la Resolución N° 241-E/2017 de la Secretaría de Recursos Hidrocarburíferos y sus posteriores modificaciones y complementaciones). Las empresas petroleras y las refinerías de petróleo que pretendan exportar petróleo crudo, gas licuado de petróleo o gasoil, entre otros, deberán demostrar, previamente a la obtención de la autorización, que la oferta de venta de dicho producto ya ha sido realizada y rechazada por los compradores locales.

Mercado de Gas

A fin de fomentar la producción de gas natural el gobierno argentino adoptó diferentes programas, entre ellos, el “Programa de Estímulo a la Inyección Adicional de Gas Natural” (“Plan Gas”, implementado por la Resolución N° 1/2013 de la ex Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica), el “Programa de Estímulo a la Inyección de Gas Natural para Empresas con Inyección Reducida” (“Plan Gas II”, implementado mediante la Resolución N° 60/2013 de la misma comisión), el “Programa de Estímulo a la Inyección de Gas Natural para Empresas Sin Inyección” (creado por la Resolución N° 185/2015), el “Programa de Estímulo a los Nuevos Proyectos de Gas Natural” (“Plan Gas III”, implementado por la Resolución N° 74/2016), y el “Programa de Estímulo A Las Inversiones En Desarrollos De Producción De Gas Natural Proveniente De Reservorios No Convencionales” (creado por medio de la Resolución N° 46-E/2017 del ex MEyM).

En octubre de 2016, la Resolución N° 212/2016 de la Secretaría de Energía estableció cuatro nuevos precios del Punto de Ingreso al Sistema de Transporte (PIST) y un nuevo esquema tarifario para los usuarios que compran gas a las distribuidoras. Esta resolución también estableció que hasta la liberalización de los precios del PIST la Secretaría de Energía aprobará el precio cada seis meses (abril y octubre).

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

Alejandro Chernacov
Director y Subdelegado



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

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

Posteriormente, los precios en el PIST para el gas natural fueron determinados por la Resolución N° 74/2017, y luego por la Resolución N° 474-E/2017, ambas del ex MEyM, aplicables a los usuarios indicados en esas resoluciones. Por su parte, en la Resolución 46/2018, el ex Ministerio de Energía estableció nuevos precios máximos en el PIST para el gas natural, para cada cuenca de origen, que serán de aplicación para la valorización de los volúmenes de gas natural con destino a la generación de electricidad a ser comercializada en el MEM o, en general, destinada a la provisión del servicio público de distribución de electricidad.

El 3 de abril de 2018, el ex MEyM emitió la Resolución N° 97/2018 (modificada por la Resolución N° 54/2019 de la ex SGE), aprobando el procedimiento de cancelación de las compensaciones pendientes de liquidación y/o pago en el marco del Programa de Estímulo a la Inyección Excedente de Gas Natural, el Programa de Estímulo a la Inyección de Gas Natural para Empresas con Inyección Reducida, y el Programa de Estímulo a los Nuevos Proyectos de Gas Natural. Consecuentemente, el 28 de febrero de 2019 fue publicada en el Boletín Oficial la Resolución Conjunta No. 21/19 de las Secretarías de Finanzas y de Hacienda establecieron la emisión (con fecha 27 de febrero de 2019, de los “Bonos Programas Gas Natural” por un monto de hasta US\$1.600 millones (mil seiscientos millones de dólares estadounidenses) con fecha de vencimiento el 28 de junio de 2021, amortizable en 29 cuotas consecutivas y mensuales. Dicho programa no estableció una tasa de interés. Los bonos fueron emitidos para cancelar las compensaciones pendientes de liquidación y/o pago enumeradas en la Resolución N° 97/2018.

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

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

La Resolución N° 417/2019 fue complementada posteriormente por la Resolución N° 506/2019 emitida por la Secretaría de Energía y la Resolución N° 284/2019 dictada por el ex Ministerio de Hacienda. Esta última estableció los procedimientos operativos para las exportaciones de gas natural, aplicables hasta el 30 de septiembre de 2021.

Sin embargo, el 27 de abril de 2021 se publicó en el Boletín Oficial la Resolución N° 360/2021 de la Secretaría de Energía, por la cual:

- (i) Se derogó la Resolución N° 417/2019;
- (ii) se derogó la Disposición N° 284/2019;

Alejandro Chernacov
Director y Subdelegado



- (iii) Se aprobó el nuevo “Procedimiento de Autorización de Exportación de Gas Natural” (sustituido mediante la Resolución N° 774/2022 de la Secretaría de Energía); y
- (iv) Se delegó en la Subsecretaría de Hidrocarburos las tareas específicamente encomendadas en el "Procedimiento de Autorización de Exportaciones de Gas Natural".

Plan Gas 2020-2024 (Plan Gas.Ar).

Recientemente, mediante el Decreto N° 892/2020, de fecha 13 de noviembre de 2020, el Gobierno implementó el Plan de Promoción de la Producción de Gas Natural Argentino - Esquema de Oferta y Demanda 2020-2024 (“Plan de Promoción de la Producción de Gas Natural Argentino - Esquema de Oferta y Demanda 2020-2024”).

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Alejandro Cherniakov
Director y Subdelegado



Con fecha 20 de noviembre de 2020, la Secretaría de Energía emitió la Resolución N° 317/2020, aprobando las bases de la licitación Pública Nacional para la adjudicación de un volumen de gas natural de 70.000.000 m3 por día, para los 365 días de cada año calendario del Plan Gas.Ar, y un volumen adicional para cada uno de los períodos invernales de 2021 a 2024.

El 1 de diciembre de 2020, la Secretaría de Energía emitió la Resolución N° 354/2020, estableciendo las pautas para que CAMMESA actúe dentro del Plan Gas.Ar. La resolución definió cuáles serán los volúmenes “firmes” de gas para CAMMESA e instruyó a CAMMESA a realizar la asignación de los cupos de gas natural para su consumo en generación térmica de acuerdo a cierto orden de prioridad de despacho.

Esta resolución también estableció los nuevos precios máximos en la PIST, para cada cuenca, para la producción de gas natural no comprendida en el Plan Gas.Ar y destinados a la generación de electricidad para su comercialización en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), o, en general, destinados a la prestación del servicio público de distribución de electricidad.

El 15 de diciembre de 2020, la Secretaría de Energía emitió la Resolución N° 391/2020 (modificada por la Resolución N° 447/2020, de fecha 29 de diciembre de 2020), adjudicando los volúmenes de gas natural en el marco del Plan Gas.Ar y aprobando los precios del gas natural en el PIST para los volúmenes adjudicados.

Con fecha 29 de diciembre de 2020, la Secretaría de Energía emitió la Resolución N° 447/2020, modificando algunos aspectos de la Resolución 391/2020. Entre otros aspectos, esta resolución estableció que a fin de asegurar el cumplimiento de las obligaciones de pago derivadas de los contratos a ejecutar, la Secretaría de Energía, las distribuidoras y subdistribuidoras deberán depositar en una cuenta bancaria las sumas que perciban - mensualmente- en concepto de gas en la PIST. Estos fondos serán utilizados exclusivamente para el pago del gas natural adquirido en el marco de los contratos celebrados dentro del Plan Gas.Ar.

El 16 de febrero de 2021 la Secretaría de Energía emitió la Resolución N° 117/2021, convocando a una audiencia pública para tratar la porción del precio del gas natural en PIST cuyo pago asumirá el gobierno federal en el marco del el Plan Gas.Ar.

El 20 de febrero de 2021, dado que los volúmenes de gas adjudicados en la primera licitación del plan GasAr fueron insuficientes para cubrir las proyecciones de demanda interna para los períodos invernales 2021, 2022, 2023 y 2024, la Secretaría de Energía dictó la Resolución N° 129/2021, convocando a la segunda ronda de la licitación pública nacional del Plan Gas.Ar.

El 20 de febrero de 2021, mediante la Resolución N° 125/2021, la Secretaría de Energía instrumentó certificados de crédito fiscal como garantías del Plan Gas.Ar, para respaldar el pago de las compensaciones/incentivos en cabeza del gobierno federal, a pagar a los productores. La Resolución General de la AFIP N° 4939/2021, de fecha 3 de marzo de 2021, aprobó el procedimiento para la inscripción, solicitud y cesión de estos certificados.

A través de la Resolución N° 144/2021 dictada por la Secretaría de Energía, se establecieron una serie de pautas para evitar prácticas desleales contra el Plan Gas.Ar, en materia de empleo y provisión directa de bienes y servicios por parte de pequeñas y medianas empresas y compañías regionales.

Con fecha 3 de mayo de 2021, la Secretaría de Energía emitió la Resolución N° 375/2021 (complementada por la Resolución N° 130/2021 del ENARGAS), por medio de la cual:

- i. Estableció que los usuarios de la categoría Servicio General P (usuarios residenciales-domésticos y las usuarias residenciales-domésticas y de aquellos usuarios no domésticos o aquellas usuarias no domésticas sin cantidades contractuales mínimas, o sin contratos) que adquieren el gas natural directamente a productores y comercializadores, podrán optar hasta el vencimiento de la emergencia sanitaria, ampliada por el Decreto N° 260 de fecha 12 de marzo

Alejandro Chernacov
Director y Subdelegado



de 2020 y prorrogada por el Decreto N° 167 de fecha 11 de marzo de 2021, por la contratación de su abastecimiento de gas natural a través de un productor o comercializador, así como de la distribuidora zonal bajo la modalidad de servicio completo;

- ii. Encomendó al ENARGAS que implemente los procedimientos necesarios para llevar a cabo lo anterior;

Instruyó a ENARSA a celebrar contratos con las prestadoras del servicio público de distribución de gas por redes respecto de los volúmenes que resulten bajo la modalidad de servicio completo. El 21 de octubre de 2021, la Secretaría de Energía emitió la Resolución N° 984/2021, convocando a la Ronda 3 de la licitación pública nacional del Plan Gas.Ar para lograr un mayor abastecimiento de gas local en el período invernal. El procedimiento fue aprobado mediante la Resolución N° 1091/2021 de la SE.

En el año 2022, fue dictada la Resolución 2/2022 de la SE, convocando a audiencia pública a los efectos del tratamiento de la porción del precio del gas natural en PIST que el Estado Nacional tomará a su cargo en el marco del Plan Gas.Ar. La audiencia se celebró el 31 de enero de 2022.

Mediante la Resolución N° 140/2022, publicada en el Boletín Oficial el 16 de marzo de 2022, la Secretaría de Energía aprobó una nueva erogación con carácter de asistencia económica transitoria a las subdistribuidoras de gas natural listadas en aquella resolución, que consistió en un reconocimiento del 25% de la facturación que en concepto de compra de gas natural a distribuidoras zonales -neto de impuestos- abonon mensualmente las subdistribuidoras comprendidas en la resolución durante el período diciembre de 2023 a julio de 2022 inclusive, estimando un monto total de \$800.000.000

A través de la Resolución SE N° 403/2022, publicada en el Boletín Oficial el 28 de mayo de 2022, la Secretaría de Energía determinó la adecuación de los precios de gas natural en el PIST de los contratos o acuerdos de abastecimiento vigentes celebrados en el marco del Plan Gas.Ar (en todas sus rondas), que serán de aplicación para los consumos de gas realizados a partir del 1 de junio de 2022.

El volumen base adjudicado a Vista Argentina en el marco de la licitación del Plan Gas.Ar fue de 0.86 MMm³/d (30.4 millones de pies cúbicos/día) a un precio promedio anual de US\$3.29 por millón de BTU por un plazo de cuatro años a partir del 1 de enero de 2021. Vista Argentina ocupó el cuarto lugar en términos de competitividad de precios, otorgando prioridad de despacho y exportación, especialmente para los períodos de verano (con menor demanda local), de un total de 70 MMm³/d (2.7 mil millones de pies cúbicos/día) de gas natural en subasta. En virtud de dicha adjudicación, Vista se ha comprometido a invertir aproximadamente US\$46 millones de Dólares durante los cuatro años del Plan Gas IV.

La Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva

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

La Ley de Solidaridad establece que el Poder Ejecutivo argentino está facultado para fijar derechos de exportación hasta un máximo del 33% de los bienes exportados hasta el 31 de diciembre de 2021. La Ley de Solidaridad también estableció un tope del 8% para los derechos de exportación de hidrocarburos y productos mineros.

El 19 de junio de 2020, el Decreto N° 543/2020 prorrogó 180 días el plazo establecido en el artículo 5 de la Ley de Solidaridad Social hasta fines de 2020. El 17 de diciembre de 2020, el Decreto N° 1020/2020 prorrogó

Alejandro Cherniakov
Director y Subdelegado



el congelamiento de las tarifas de electricidad y gas natural por un período de 90 días o hasta que entren en vigor los nuevos cuadros tarifarios transitorios acordados en los convenios transitorios.

El Decreto N° 1020/2020, de fecha 16 de diciembre de 2020, determinó el inicio de la renegociación de la revisión tarifaria integral vigente correspondiente a las prestadoras de los servicios públicos de transporte y distribución de energía eléctrica y gas natural que estén bajo jurisdicción federal, en el marco de lo establecido en el artículo 5° de la de Solidaridad. El decreto establecía que el término de la renegociación no podría exceder los dos (2) años desde la emisión del mencionado decreto. Sin embargo, mediante el Decreto N° 815/2022 dicho término fue prorrogado un año a partir de su vencimiento. El 22 de febrero de 2021, el ENARGAS emitió la Resolución N° 47/2021, estableciendo una audiencia pública con el propósito de tratar el Régimen Tarifario de Transición, de acuerdo al Decreto N° 1020/2020. La audiencia pública (N° 101) tuvo lugar el 16 de marzo de 2021.

Asimismo, la Ley de Solidaridad faculta al Poder Ejecutivo argentino a intervenir en la gestión del ENARGAS y el ENRE. El 17 de marzo de 2020 se publicó en el Boletín Oficial el Decreto, que dispone la intervención del Estado en el ENARGAS hasta el 31 de diciembre de 2020, que fue prorrogado por el Decreto No° 1.020/2020 por el término de un año hasta el 31 de diciembre de 2021 o hasta la finalización de la renegociación de la revisión tarifaria dispuesta por el decreto, lo que ocurra primero. Posteriormente, la intervención se prorrogó hasta el 31 de diciembre de 2022, mediante el Decreto N° 871/2021, y nuevamente por el Decreto N° 815/2022 por un plazo adicional de un (1) año o hasta tanto entren en vigencia los nuevos cuadros tarifarios resultantes de los Acuerdos Definitivos de la Revisión Tarifaria Integral (RTI), lo que ocurra primero.

Mediante la Resolución 610/2022, publicada en el Boletín Oficial el 2 de agosto de 2022, la Secretaría de Energía determinó los precios en el PIST para el gas natural que serán de aplicación a los usuarios y las usuarias residenciales del servicio público de gas natural por red, Nivel 1, de conformidad con la gradualidad y ajuste temporal establecido en el Decreto N° 332/2022. Las disposiciones de la Resolución N° 610/2022 serán de aplicación para los consumos de gas por redes realizados a partir del 31 de agosto de 2022. Adicionalmente, en función de la gradualidad establecida en el Decreto N° 332/22, el segundo ajuste gradual se aplicará a los consumos realizados a partir del 31 de octubre de 2022 y el tercer ajuste gradual se aplicará a los consumos realizados a partir del 31 de diciembre de 2022.

El 13 de diciembre de 2022 fue publicada en el Boletín Oficial la Resolución N° 523/2022 del ENARGAS, mediante la cual se convocó a Audiencia Pública N° 103 con el objeto de poner a consideración:

- i. La adecuación transitoria de las tarifas del servicio público de transporte de gas natural (confr. Dec. N° 1020/20 y Dec. N° 815/22);
- ii. La adecuación transitoria de las tarifas del servicio público de distribución de gas por redes (confr. Dec. N° 1020/20 y Dec. N° 815/22);
- iii. el traslado a tarifas del precio de gas comprado en los términos del Numeral 9.4.2. de las Reglas Básicas de la Licencia de Distribución (según Resoluciones ENARGAS N° 207/22 a N° 216/22 y Resoluciones ENARGAS N° 325/22 a N° 334/22 y Resolución SE N° 771/22), y consideración de las Diferencias Diarias Acumuladas (DDA) correspondientes;
- iv. el tratamiento sobre Subzonas Tarifarias Únicas por Provincia en la Novena Región – Régimen de Transición Decreto N° 1020/20 (Formosa, Chaco, Corrientes, Entre Ríos, Misiones).

La audiencia fue convocada para el 4 de enero de 2023, y su validez fue declarada por medio de la Resolución N° 17/2023 del ENARGAS.

El 1 de marzo de 2023 fueron publicadas en el Boletín Oficial las Resoluciones del ENARGAS N° 97, 98, 99, 100, 101, 102, 103, 104, 105 y 106, que aprobaron los cuadros tarifarios a aplicar a los consumos realizados por los usuarios del servicio público de gas natural por redes a partir de la publicación de dichas resoluciones y aplicables a partir del 1 de mayo de 2023 por parte de Metrogas S.A., Camuzzi Gas Pampeana S.A., Camuzzi Gas

Alejandro Chernacov
Director y Subdelegado



del Sur S.A., Gasnea S.A., Litoral Gas S.A., Gasnor S.A., Distribuidora Gas del Centro S.A., Gas Cuyana S.A., Natural Ban S.A., y Redengas S.A., respectivamente.

Nuevo régimen de promoción de inversiones para la exportación

El 7 de abril de 2021, el Poder Ejecutivo de Argentina, emitió el Decreto N° 234/2021 (posteriormente modificado por el Decreto N° 836/2021), que estableció un nuevo régimen de promoción de inversiones para las exportaciones (el "Régimen de Promoción"), destinado, entre otras cuestiones, a incrementar la exportación de bienes y promover el desarrollo económico sostenible. El Ministerio de Economía y el Ministerio de Desarrollo Productivo han sido designados como autoridades reguladoras del Régimen de Promoción.

El Régimen de Promoción contempla la inversión en nuevos proyectos productivos en, entre otros, la actividad forestal minería, hidrocarburos, actividades manufactureras y agroindustriales, así como la ampliación de unidades empresariales existentes que requieran inversión para aumentar su producción.

Los requisitos para acceder al Régimen de Promoción incluyen la presentación de un "Proyecto de Inversión para la Exportación" consistente en una inversión directa mínima de cien millones de Dólares (US\$100,000,000).

Los beneficiarios que participen del Régimen de Promoción podrán aplicar hasta el 20% del ingreso de divisas obtenido por las exportaciones vinculadas al proyecto a, entre otros, (a) pago de capital e intereses de deudas provenientes de la importación de bienes y servicios a partir de la fecha de vencimiento; (b) pago de capital e intereses de deudas vinculadas a deudas financieras externas a partir de la fecha de vencimiento; (c) pago de utilidades y dividendos correspondientes a balances cerrados y auditados; y (d) repatriación de inversiones directas de no residentes en empresas que no sean controladoras de entidades financieras locales.

Otras medidas relevantes – Gasoducto Presidente Nestor Kirchner, Programa Transport.Ar, FONDESGAS

El 9 de febrero de 2022 se publicó en el Boletín Oficial la Resolución N° 67/2022 de la Secretaría de Energía, por la cual:

- Declaró de Interés Público Nacional la construcción del "Gasoducto Presidente Néstor Kirchner" como proyecto estratégico para el desarrollo del gas natural en la República Argentina (que transportará gas natural partiendo de la Provincia de Neuquén, atravesando las Provincias de Río Negro, La Pampa, Buenos Aires, hasta la Provincia de Santa Fe), así como sus obras complementarias, y la construcción de las obras de ampliación y fortalecimiento del Sistema Nacional de Transporte de Gas Natural;
- Creó el Programa Sistema de Gasoductos "Transporte.Ar Producción Nacional", en el ámbito de la Subsecretaría de Hidrocarburos, con el objeto de:
 - a) Ejecutar las obras necesarias para promover el desarrollo y crecimiento de la producción y abastecimiento de gas natural;
 - b) Sustituir las importaciones de NGL y Gas Oil - Fuel Oil utilizadas para abastecer la demanda prioritaria y las plantas de generación térmica, respectivamente;
 - c) Asegurar el suministro de energía;
 - d) Garantizar el abastecimiento interno en los términos de las leyes 17,319.24,076 y 26,741;
 - e) Aumentar la confiabilidad del sistema energético;
 - f) Optimizar el sistema nacional de transporte;
 - g) Aumentar las exportaciones de gas natural a los países vecinos; y

Alejandro Chernacov
Director y Subdelegado



- h) Promover la integración regional del gas sobre la base de los principios establecidos en la normativa vigente en la materia.
- Aprobó el listado de obras a ejecutar en el marco del Programa del Sistema de Gasoductos "Transport.Ar Producción Nacional";
 - Estableció que la Secretaría de Energía conducirá el Programa, definiendo la priorización de las obras, proyectos y sus correspondientes etapas, a fin de garantizar el desarrollo del gas natural en el mercado, prestando especial atención a las necesidades actuales que requieren ser atendidas con urgencia en todo el sector del mercado de gas natural, que incluye su explotación, desarrollo y transporte; de acuerdo con los objetivos establecidos en la Resolución 67/2022 y con lo dispuesto en el Decreto N° 892/2020 (Plan Gas.Ar) y la Resolución N° 1.036/2021 de la Secretaría de Energía. Asimismo, supervisará el desarrollo del Programa, la planificación y ejecución de las Obras, con la asistencia de un equipo de expertos de reconocido prestigio contratados a tal efecto;
 - Otorgó prioridad a la construcción del Gasoducto Presidente Nestor Kirchner, estableciendo que la primera etapa de la ejecución del Programa "Transport.Ar" estaría integrada por las obras allí establecidas.

El 14 de febrero de 2022 se publicó en el Boletín Oficial el Decreto N° 76/2022, por el cual el Poder Ejecutivo Nacional:

- otorgó a ENARSA una Concesión de Transporte (la "Concesión") sobre el Gasoducto Presidente Néstor Kirchner estableciendo que;
 - En su carácter de comitente, ENARSA podrá licitar, contratar, planificar y ejecutar la construcción de las obras de infraestructura comprendidas en el Programa del Sistema de Gasoductos "Transporte.Ar Producción Nacional";
 - Las tarifas de transporte aplicables por ENARSA para la prestación del servicio de transporte otorgado por la Concesión serán determinadas y ajustadas por el Ente Nacional Regulador del Gas ("ENARGAS");
 - ENARSA, con la aprobación del Ministerio de Economía, podrá celebrar contratos libremente negociados relativos a la capacidad de transporte con productores y/o cargadores para la construcción o ampliación, total o parcial, del Gasoducto. La capacidad de transporte así contratada no estará sujeta a las tarifas aprobadas por el ENARGAS, que se aplicarán a la capacidad de transporte no comprometida en estos contratos;
 - YPF S.A. tendrá prioridad para contratar capacidad de transporte respecto de la cual ENARSA tenga derecho a contratar libremente, en cuyo caso deberá prepagar, total o parcialmente, el monto asociado a dichos contratos, previa aprobación del Ministerio de Economía. Respecto a la capacidad de transporte no contratada, ENARSA está obligada a permitir el acceso indiscriminado a terceros;
 - ENARSA, en exclusividad con YPF S.A., podrá establecer en forma conjunta un esquema de colaboración técnica, asociación, inversión o cualquier otra forma de participación a los efectos de ejecutar los programas y proyectos financiados por el Aporte Solidario y Extraordinario (según la Ley N° 27.605);
 - ENARSA podrá ceder parcial o totalmente la titularidad de la Concesión a YPF S.A., previa autorización de la Secretaría de Energía; Con la autorización de la Secretaría de Energía, ENARSA podrá ceder en garantía o con carácter fiduciario los derechos de cobro sobre la recaudación de las tarifas y tasas de la concesión para garantizar el cumplimiento de las obligaciones de la financiación que se obtenga para la construcción del Gasoducto. ENARSA está facultada para celebrar contratos de fideicomiso o de cesión de garantía;

Alejandro Chernacov
Director y Subdelegado



- Creó el fideicomiso de administración y financiero "Fondo de Desarrollo Gasífero Argentino" ("FONDESGAS")-, del cual ENARSA es fiduciario y beneficiario, a los efectos de financiar las obras comprendidas en el Programa del Sistema de Gasoductos "Transporte.Ar Producción Nacional", incluyendo la amortización de los servicios de capital e intereses de los valores fiduciarios emitidos en su marco. El fiduciario y administrador del patrimonio fiduciario es el Banco de Inversión y Comercio Exterior S.A. (BICE); y
- El patrimonio del FONDESGAS estará constituido, entre otros, por los siguientes bienes fiduciarios: (i) los recursos provenientes de operaciones de crédito en el mercado nacional o extranjero, para lo cual se podrá apelar a los instrumentos financieros más convenientes en los términos que autorice la Secretaría de Economía; y (ii) los recursos provenientes de los contratos de venta de capacidad de transporte por el Gasoducto.

Decreto 730/2022 – Plan de Reaseguro y Potenciación de la Producción Federal de Hidrocarburos, el Autoabastecimiento Interno, las Exportaciones, la Sustitución de Importaciones y la Expansión del Sistema de Transporte para todas las cuencas hidrocarburíferas del País (2023-2028).

El 4 de noviembre de 2022 fue publicado en el Boletín Oficial el Decreto N° 730/2022 (el "Decreto N° 730"), que instrumentó la continuidad del Plan Gas.Ar (aprobado por el Decreto 892/2020) hasta el año 2028.

El Decreto N° 730 aprobó el "Plan de Reaseguro y Potenciación de la Producción Federal de Hidrocarburos, el Autoabastecimiento Interno, las Exportaciones, la Sustitución de Importaciones y la Expansión del Sistema de Transporte para todas las cuencas hidrocarburíferas del País (2023-2028)", e instruyó a la Secretaría de Energía a instrumentar dicho Plan, así como a realizar las adecuaciones y cambios necesarios para la instrumentación del Plan en los aspectos no medulares.

Entre los fundamentos del Plan, se enumeran:

- a) consolidar el bloque de volumen plano de poco más de 70 MM m3/d adjudicado mediante las Rondas 1 y 3 del Plan Gas.Ar;
- b) conformar demanda para volúmenes incrementales que puedan evacuarse en uso de la nueva capacidad de transporte a instalarse en el sistema, en particular para las obras a realizarse en el marco del Programa Transport.Ar (Resolución SE N° 67/2022);
- c) procurar la máxima utilización de la capacidad de transporte disponible desde las cuencas Noroeste y Austral (que a los efectos de este Plan comprende la producción on shore y off shore de las provincias del Chubut, de Santa Cruz y de Tierra del Fuego, Antártida e Islas del Atlántico Sur) con producción nacional, con el objetivo prioritario de sustituir importaciones de Gas Natural Licuado (GNL) y el consumo de combustibles líquidos por parte del sistema eléctrico nacional.

El Plan se asienta en la participación voluntaria por parte de las empresas productoras, prestadoras del servicio público de distribución y subdistribución que hagan adquisiciones en forma directa de las empresas productoras y de CAMMESA. Contempla los siguientes objetivos:

- a) Viabilizar inversiones en producción de gas natural con el objetivo de satisfacer las necesidades de hidrocarburos del país con el producido de sus propios yacimientos.
- b) Proteger los derechos de los usuarios actuales y futuros del servicio de gas natural.
- c) Promover el desarrollo de agregado nacional en la cadena de valor de toda la industria gasífera.
- d) Mantener los puestos de trabajo en la cadena de producción de gas natural.
- e) Sustituir importaciones de Gas Natural Licuado (GNL) y el consumo de combustibles líquidos por parte del sistema eléctrico nacional.

Alejandro Chernacov
Director y Subdelegado



- f) Coadyuvar con una balanza energética superavitaria y con el desarrollo de los objetivos fiscales del Gobierno.
- g) Generar certidumbre de largo plazo en los sectores de producción y distribución de hidrocarburos.
- h) Otorgar previsibilidad en el abastecimiento a la demanda prioritaria y al segmento de generación eléctrica de fuente térmica.
- i) Establecer un sistema transparente, abierto y competitivo para la formación del precio del gas natural, compatible con los objetivos de política energética establecidos por el Poder Ejecutivo Nacional.

Asimismo, el Decreto N° 730 modifica el Decreto N° 892/2020, facultando a la Secretaría de Energía a instrumentar el esquema de abastecimiento de volúmenes, plazos y precios máximos de referencia de gas natural en el PIST aplicable a los contratos o acuerdos de abastecimiento que entre oferentes y demandantes se celebren en el marco del Plan, y que garanticen la libre formación y transparencia de los precios conforme la Ley N° 24.076.

De este modo, el esquema a instrumentar incorpora las siguientes pautas, criterios y condiciones elementales:

- a) Volumen: será establecido por la Secretaría de Energía, a efectos de garantizar el óptimo abastecimiento de la demanda y conforme la capacidad de transporte. Podrá ser ampliado para los sucesivos períodos y/o para los volúmenes a incluir en los plazos que eventualmente se extienda el plan.
- b) Plazo: se extenderá hasta el año 2028 inclusive. Este plazo podrá ser ampliado por la Secretaría de Energía en función de la evaluación de la situación en el mercado de gas.
- c) Exportaciones: podrán ofrecerse a las empresas productoras participantes condiciones preferenciales de exportación en condición firme durante el período estacional de verano y/o de invierno, sobre la base de las estimaciones de oferta y demanda que efectúe la Secretaría de Energía.
- d) Precio mínimo de exportación: la autoridad de aplicación establecerá en cada oportunidad un precio mínimo que deberán respetar las autorizaciones de exportación. Dicho precio constituirá el precio comercial razonable conforme a lo dispuesto en el artículo 6° de la Ley N° 17.319.
- e) Procedimiento de oferta y demanda: los contratos particulares resultantes del esquema serán negociados mediante un mecanismo de concurso público, licitación y/o procedimiento similar, a ser diseñado por la Secretaría de Energía, que garantice los más altos estándares de concurrencia, igualdad, competencia y transparencia
- f) Valor agregado nacional y planes de inversión: el diseño, instrumentación y ejecución de estos programas por parte de las empresas productoras cumplirá con el principio de utilización plena y sucesiva, local, regional y nacional de las facilidades en materia de empleo, provisión directa de bienes y servicios por parte de Pymes y empresas regionales, así como de bienes, procesos y servicios de industria, tecnología y trabajo nacional.
- g) Misceláneas: se preverán otros aspectos que, a criterio de la Secretaría de Energía, resulten conducentes a los efectos de garantizar la seguridad de abastecimiento de gas natural desde el punto de vista de la previsibilidad de la oferta y la garantía de tarifas justas, razonables y asequibles para la demanda”.

Se plantea un esquema competitivo: desde la Secretaría de Energía se convoca a la firma de contratos directos entre Productores por un lado, y la demanda prioritaria (licenciatarias de distribución y/o subdistribuidoras) como la demanda de usinas térmicas (con CAMMESA), por el otro.

El precio del gas en el PIST surgirá de la concurrencia en el mercado; en un marco de libre competencia, sujeto a las condiciones que fija el Estado para asegurar los objetivos de la iniciativa, tales como la obligación de invertir para reducir el declino de la producción. Se fija un precio tope a los efectos de fomentar un nuevo nivel para el gas en el PIST que incorpore la curva de eficiencia de los últimos años.

Alejandro Cherniákov
Director y Subdelegado



Dependiendo de la instancia, los Productores deberán comprometerse a lograr una curva de producción por cuenca que garantice el sostenimiento y/o aumento de los niveles actuales y/o reducir los declinos, o bien comprometerse a realizar un determinado proyecto de inversión y a comercializar la producción asociada al mismo, en los términos que prevea la Autoridad de Aplicación en la reglamentación del esquema. En cualquiera de los casos, en una actividad con declino geológico, ello implica un volumen de inversión significativo que -a la vez- tracciona los niveles de empleo.

A los efectos de reconocer prioridad para la inyección en períodos con excedentes de oferta, se efectuará, en primera instancia, un ordenamiento de las rondas por orden cronológico (partiendo de la más antigua a la más reciente), y dentro de cada ronda tendrán prioridad quienes oferten los precios más competitivos. De esta manera, se favorece la eficiencia en las asignaciones y se respeta el ordenamiento temporal de los compromisos.

Se otorga prioridad para exportar en condición firme parte del volumen total de exportación, a aquellos Productores Firmantes que presenten precios más competitivos y/o que aporten mayor volumen en las Rondas, de manera tal que ello redunde en un ahorro fiscal para el Estado Nacional. Esta medida pretende seguir con el desarrollo del mercado de exportación a los países vecinos e incentivar la concurrencia en las futuras Rondas.

La Secretaría de Energía definirá, con la asistencia del ENARGAS, en caso de que se la requiera, y a partir del precio resultante en las Rondas para el gas en el PIST, cuáles son los niveles de subsidio en el precio del gas y el traslado (pass through) del costo a la demanda prioritaria vía contratos de las Licenciatarias de Distribución y/o Subdistribuidoras. De esta manera, la Autoridad de Aplicación establece el contenido de la política pública de subsidios con el fin de proteger a los segmentos vulnerables de la población. De allí que esta iniciativa tenga en cuenta tanto los precios requeridos para el desarrollo sostenible de la producción de gas en todas las cuencas de nuestro país, como los niveles tarifarios (y de subsidio) asociados que están relacionados con la demanda prioritaria.

El 14 de noviembre de 2022 fue publicada en el Boletín Oficial la Resolución 770/2022 de la Secretaría de Energía, mediante la cual se convocó en el ámbito de la Secretaría a Concurso Público Nacional para:

(a) La extensión de los compromisos asumidos por los adjudicatarios en la Cuenca Neuquina en el marco de (i) los procedimientos realizados para la Ronda #1 del Plan Gas.Ar convocado mediante la Resolución N° 317/2020 y adjudicado mediante la Resolución N° 391/2020 y (ii) los procedimientos realizados para la Ronda #3 del Plan Gas.Ar, convocado mediante la Resolución N° 984/2021 y adjudicado mediante la Resolución N° 1.091/2021;

(b) la adjudicación de los siguientes volúmenes de gas natural en la cuenca Neuquina:

i. “Gas Plano Julio”: hasta 11.000.000 m3 por día para el período comprendido entre el 1° de julio de 2023 y el 31 de diciembre de 2028, ambos inclusive;

ii. “Gas Plano Enero”: hasta 3.000.000 m3 por día para el período comprendido entre el 1° de enero de 2024 y el 31 de diciembre de 2028, ambos inclusive;

iii. “Gas de Pico 2024”: hasta 7.000.000 m3 por día para los períodos comprendidos entre el 1° de mayo y el 30 de septiembre, ambos inclusive, de los años 2024 a 2028, ambos inclusive;

iv. “Gas de Pico 2025”: hasta 7.000.000 m3 por día para los períodos comprendidos entre el 1° de mayo y el 30 de septiembre, ambos inclusive, de los años 2025 a 2028, ambos inclusive;

Lo anterior, en los términos del Pliego de Bases y Condiciones (Ronda #4 - Cuenca Neuquina) que forma parte de la Resolución 770/2022.

Asimismo, se convocó a Concurso Público Nacional para:

(a) la extensión de los compromisos asumidos por aquellos adjudicatarios que realizaron ofertas en las Provincias de Chubut y Santa Cruz en el marco de la Ronda #1 del Plan Gas.Ar, convocado mediante la Resolución N° 317/2020 y adjudicado mediante la Resolución N° 391/2020, modificada por Resolución N° 447/2020;

Alejandro Chernácov
Director y Subdelegado



(b) la presentación de proyectos de Gas Incremental en las cuencas Austral y Noroeste, bajo la figura de Plan de Actividad Incremental, en los términos del Pliego de Bases y Condiciones (Ronda #5 – Cuencas Austral y Noroeste) que forma parte de la Resolución 770/2022.

Posteriormente fueron publicadas en el Boletín Oficial tres circulares modificatorias del pliego de bases y condiciones (Circular N° 1/2022, publicada el 22 de noviembre de 2022; Circular N° 2/2022, publicada el 6 de diciembre de 2022; y Circular N° 3/2022, publicada el 6 de diciembre de 2022).

El 14 de noviembre de 2022 fue publicada en el Boletín Oficial la Resolución N° 771/2022 de la Secretaría de Energía, mediante la cual se convocó a audiencia pública con el objeto de evaluar y dar tratamiento a los precios del gas natural respecto de la porción del precio que el Estado Nacional podrá tomar a su cargo en los términos del artículo 6 del Decreto N° 892/2020. La audiencia se celebró virtualmente el día 6 de diciembre de 2022.

El 23 de diciembre de 2022 fue publicada en el Boletín Oficial la Resolución N° 860/2022 de la Secretaría de Energía, mediante la cual -entre otras cuestiones- (i) se aprobó el procedimiento realizado para los concursos nacionales convocados a través de la Resolución N° 770/2022; (ii) se adjudicaron los volúmenes de gas natural en el marco de aquellos concursos; (iii) se aprobaron los precios de gas natural en el PIST correspondientes a los volúmenes adjudicados; (iv) se modificaron ciertas disposiciones de la Resolución N° 770/2022.

El 10 de enero de 2023 fue publicada en el Boletín Oficial la Resolución N° 6/2023 de la Secretaría de Energía, mediante la cual determinó la adecuación de los precios de gas natural en el PIST de los contratos o acuerdos de abastecimiento vigentes celebrados en el marco del “Plan de Reaseguro y Potenciación de la Producción Federal de Hidrocarburos, el Autoabastecimiento Interno, las Exportaciones, la Sustitución de Importaciones y la Expansión del Sistema de Transporte para todas las Cuencas Hidrocarburíferas del País 2023-2028” (Plan Gas.Ar), aplicable a los consumos de gas realizados a partir del 1° de marzo de 2023 y 1° de mayo de 2023, respectivamente, conforme surge del Anexo que integra la resolución. La Resolución N° 6/2023 fue modificada por la Resolución N° 113/2023.

Lineamientos para un Plan de Transición Energética al 2030.

El 1 de noviembre de 2021 se publicó en el Boletín Oficial la Resolución N° 1036/2021 de la Secretaría de Energía, que aprobó los "Lineamientos para un Plan de Transición Energética al 2030".

Estos lineamientos enumeran seis objetivos de política económica para caracterizar una estructura productiva (i) inclusiva, (ii) dinámica, (iii) estable, (iv) federal, (v) soberana y (vi) sostenible.

El documento desarrolla diferentes escenarios energéticos y sus impactos en las emisiones del sector. Ambos escenarios buscan mitigar el impacto de las emisiones y pronósticos.

En cuanto a la oferta, se presentan dos escenarios posibles. El primero implica mayores necesidades de petróleo y gas natural con una cuota del 20% de generación de energía renovable en la matriz eléctrica para 2030. El segundo escenario supone unas mayores necesidades de gas natural y unas necesidades de petróleo relativamente menores, junto con una mayor participación de las energías renovables en la generación de electricidad, alcanzando el 30%.

Regímenes Especiales de Acceso al Mercado de Cambios

A través del Decreto N° 277/2022, publicado en el Boletín Oficial el 28 de mayo de 2022, y su decreto reglamentario N° 484/2022, publicado en el Boletín Oficial el 16 de agosto de 2022, el Poder Ejecutivo Nacional creó (i) el Régimen de Acceso a Divisas para la Producción Incremental de Petróleo (“RADPIP”) y (ii) el Régimen de Acceso a Divisas para la Producción Incremental de Gas Natural (“RADPIGN”), a los fines de que las productoras de hidrocarburos cuenten con reglas de acceso a divisas necesarias para impulsar la inversión del sector.

Los aspectos más salientes de estos regímenes son, entre otros, los siguientes:

Alejandro Chernacov
Director y Subdelegado



- Beneficiarios: sujetos inscriptos en el Registro de Empresas Petroleras –Sección Productoras-, que sean titulares de concesiones de explotación de hidrocarburos otorgadas por el Estado Nacional, las Provincias o la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, según corresponda; previo cumplimiento de los requisitos exigidos en este decreto y sus normas complementarias.
- Los beneficiarios y podrán, a los fines de propiciar las inversiones necesarias para incrementar la producción de las áreas hidrocarburíferas bajo su titularidad, presentarse conjuntamente con otras personas jurídicas (“terceros asociados”), debidamente registradas, que cumplan los recaudos exigidos en la normativa y acrediten fehacientemente un vínculo contractual con el beneficiario de al menos doce (12) meses, con una inversión mínima efectivizada de US\$ 50.000.000.
- Requisitos de Acceso: para acceder al RADPIP y al RADPIGN, los beneficiarios deben cumplir ciertos requerimientos previstos en la normativa, incluyendo –pero no limitado a– la obtención de producción incremental de petróleo crudo (RADPIP) y/o la obtención de niveles de inyección incremental de gas natural (RADPIGN), además de cumplir con el régimen de Promoción del Empleo, del Trabajo y del Desarrollo de Proveedores Regionales y Nacionales de la Industria Hidrocarburífera aprobado en los mencionados decretos (“RPEPNIH”).
- El RPEPNIH incluye la obligación de presentar Planes de Desarrollo de Proveedores Regionales y Nacionales (PDPRN) y un Esquema de Aplicación de Preferencias que priorice la contratación de bienes y servicios de origen nacional y regional.
- Beneficios:
 - RADPIP: los beneficiarios tendrán acceso al mercado de cambios por un monto equivalente a su Volumen de Producción Incremental Beneficiado (VPIB). Es decir, un monto equivalente al 20 % de su Producción Incremental Trimestral.
 - RADPIGN: los beneficiarios tendrán acceso al mercado de cambios por un monto equivalente a su Volumen de Inyección Incremental Beneficiado (VIIB). Es decir, un monto equivalente al 30% de la Inyección Incremental trimestral.
 - Si se cumplen determinadas condiciones previstas en la normativa, los porcentajes arriba mencionados pueden incrementarse.
- Período para solicitar los beneficios: los beneficiarios (y sus terceros asociados) podrán solicitar el reconocimiento de los beneficios a partir del tercer trimestre de 2022. El reconocimiento del beneficio deberá ser solicitado dentro del plazo de 15 días hábiles posteriores a la finalización de cada trimestre. La SE y la AFIP instrumentarán las medidas complementarias para que el proceso de reconocimiento del beneficio concluya en un plazo no mayor a 90 días corridos a partir del cierre del trimestre por el cual se solicita. Cumplidos los recaudos pertinentes, la SE expedirá un certificado que será notificado por nota a los beneficiarios, a la AFIP y al BCRA.
- Transferencia: los beneficios del RADPIP y el RADPIGN podrán ser transferidos a proveedores directos de los beneficiarios.

El 16 de enero de 2023 se publicó en el Boletín Oficial la Resolución 13/2023, de la Secretaría de Energía, mediante la cual dispone la aprobación de:

1. Las condiciones generales del régimen de acceso a divisas para la producción incremental de petróleo (RADPIP);
2. Las condiciones generales del régimen de acceso a divisas para la producción incremental de gas natural (RADPIGN); y
3. Las condiciones generales del régimen de promoción del empleo, del trabajo y del desarrollo de proveedores regionales y nacionales de la industria hidrocarburífera (RPEPNIH).

Alejandro Chernacov
Director y Subdelegado



Asimismo, se instruye a la Subsecretaría de Hidrocarburos de la Secretaría de Energía a realizar todos los actos necesarios para asistir a la Autoridad de Aplicación para conformar la “Comisión de Evaluación y Seguimiento de la Ejecución del Régimen de Promoción del Empleo, del Trabajo y del Desarrollo de Proveedores Regionales y Nacionales de la Industria Hidrocarburífera (RPEPNIH)”, creada por el Artículo 25 del Decreto N° 277/22 y a desarrollar los mecanismos de funcionamiento.

Además, se insta a la Subsecretaría de Hidrocarburos a convocar en el término de 30 días a la Secretaría de Industria y Desarrollo Productivo, y a la Secretaría de Política Económica, ambas del Ministerio de Economía; al Ministerio del Interior; al Ministerio de Ciencia, Tecnología e Innovación; a los representantes de las Provincias titulares de recursos hidrocarburíferos, a los representantes de las organizaciones de trabajadores y trabajadoras, a los representantes de asociaciones empresarias proveedoras de bienes y servicios, y a los representantes de las organizaciones de empresas productoras de hidrocarburos beneficiarias de los Regímenes instituidos en el Decreto N° 277/22, para formar parte de la citada Comisión, a cuyo fin deberán designar una o un representante titular y una o un alterno.

En el mismo plazo deberá aprobarse el reglamento de funcionamiento de la citada Comisión.

c) Descripción de las actividades y negocios

Nuestras operaciones

Durante el cuarto trimestre de 2022, fuimos el segundo productor más grande de petróleo shale de Argentina con 68 pozos en operación. Nuestra producción diaria promedio fue de 46.693 boe/d en el año finalizado el 31 de diciembre de 2022. A la fecha de este Prospecto nuestra cartera de activos incluye participaciones en 7 bloques de hidrocarburos ubicados en Argentina. Somos operadores de 6 de estos bloques, los cuales representan el 99% de nuestra producción neta. Contamos con aproximadamente 157.850 acres netos en Vaca Muerta y operamos aproximadamente el 99% de dicha superficie.

Al 31 de diciembre de 2022, las reservas probadas totales del Grupo Vista en Argentina eran de 247,7 MMboe, de las cuales el 83% consisten en petróleo. Durante el cuarto trimestre de 2022, fuimos el segundo mayor productor de shale en Argentina, según la SdE. En 2022, nuestra producción de shale fue de 33.278 boe/d.

Alejandro Chernacov
Director y Subdelegado



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 netos	Participación	Operador	Reservas probadas netas al 31 /12/22 (MMboe)	Producción neta promedio por el año terminado el 31/12/22 (Mboe/d)	Vencimiento de la concesión
Cuenca Neuquina						
Bajada del Palo Oeste	62.641	100%	Vista	186.4	31.4	2053
Entre Lomas Río Negro	83.349	100%	Vista	6.0	3.4	2026
Jagüel de los Machos 25 de Mayo-Medanito	48.359	100%	Vista	2.7	2.9	2025
Entre Lomas Neuquén	32.247	100%	Vista	3.0	2.5	2026
Bajada del Palo Este	99.665	100%	Vista	1.5	1.5	2026
Coirón Amargo Norte	48.853	100%	Vista	8.5	2.9	2053
Jarilla Quemada	22.508	84.6%	Vista	0.8	0.2	2037
Coirón Amargo Sur Oeste	47.617	100%	Vista	0.0	0.3	2040
Águila Mora	-	- (2)	Shell	-	-	2053
Charco del Palenque	21.128	90%	Vista	-	-	2054
Aguada Federal	47.963	100%	Vista	0.7	0.0	2034
Bandurria Norte	12.029	50% (3)	Vista	37.4	1.4	2050
	13.202	50% (3)	Vista	-	-	2050
Cuenca Golfo San Jorge						
Sur Río Deseado Este ⁽⁴⁾	75,604	- (4)	Alianza Petrolera	-	-	-
Cuenca Noroeste						
			Pan American			
Acambuco	4,406	1.5%	Energy	0.7	0.1	2036/2040

- (1) Jarilla Quemada consolida la información de producción de Agua Amarga (Jarilla Quemada más Charco del Palenque).
- (2) El 24 de junio de 2021, la Provincia de Neuquén aprobó la modificación al acuerdo colaboración que refleja la venta de nuestra participación restante del 10% en la concesión Coirón Amargo Sur Oeste a Shell Argentina. Esta transacción fue retroactiva al 1 de abril de 2021.
- (3) El 17 de enero de 2022, el Grupo Vista adquirió una participación del 50% en las concesiones Aguada Federal y Bandurria Norte. A partir de dicha fecha somos el operador y único titular de las concesiones. Las reservas en la tabla se muestran con la participación del 100% correspondiente al Grupo Vista y la producción se muestra el 50% correspondiente a Vista Argentina.
- (4) El plazo de 25 años de la concesión de explotación de SRDE venció el 21 de marzo de 2021, y Vista decidió no solicitar la prórroga de 10 años presentada por Alianza Petrolera.
- (5) Activos cedidos a Aconcagua a partir del 1 de marzo de 2023. Después de dicha fecha, Vista sigue teniendo derecho al 40% de la producción y reservas de petróleo crudo y gas natural, y al 100% de la producción y reservas de GLP y condensados, de los activos cedidos.

Panorama general

Durante el año terminado el 31 de diciembre de 2022, nuestra producción se concentró en la Cuenca Neuquina, principalmente en nuestro hub operativo de Vaca Muerta, que comprende Bajada del Palo Oeste, Bajada del Palo Este y Aguada Federal. Al 31 de diciembre de 2022, también poseíamos algunos activos en la Cuenca del Noroeste que, junto con los activos de la Cuenca Neuquina, sumaban aproximadamente 570,000 acres netos. Al 31 de diciembre de 2022, éramos propietarios de 1.144 pozos productivos y aproximadamente 193 pozos inyectoros en Argentina.

Como resultado de la Transacción de Activos Convencionales, cedimos la operación de una porción de nuestros activos en Argentina, a partir del 1 de marzo de 2023.

Tenemos aproximadamente 157.850 acres netos ubicados en la formación de shale oil Vaca Muerta en Bajada del Palo Oeste, Bajada del Palo Este, Águila Mora, Aguada Federal y Bandurria Norte. Operamos el 100% del acreage shale neto. Al 31 de diciembre de 2022, habíamos conectado 60 pozos de shale oil en la formación Vaca Muerta en la Bajada del Palo Oeste. Adicionalmente, durante 2022 conectamos nuestros primeros dos pozos

Alejandro Chernacov
Director y Subdelegado



shale en Bajada del Palo Este y nuestros primeros seis pozos shale en Aguada Federal. Esto implicó que nuestra producción de shale subiera a 33.3 Mboe/d al final del año, impulsada por el buen rendimiento de los pozos individuales.

Contamos con un importante inventario de aproximadamente 850 locaciones de perforación dirigidas a la formación de Vaca Muerta dentro de nuestras principales zonas de desarrollo, lo que nos proporciona más de veinte años de inventario de perforación. Nuestro inventario de perforaciones se encuentra actualmente en los bloques de Bajada del Palo Oeste, Bajada del Palo Este, Aguada Federal y Bandurria Norte. Tenemos la intención de ampliar nuestro inventario de perforación probando zonas de aterrizaje adicionales y delineando aún más nuestro acreage en el bloque Águila Mora.

Al 31 de diciembre de 2022, las reservas probadas totales del Grupo Vista eran de 247,7 MMboe, de las cuales el 83% eran reservas de petróleo. Nuestra producción diaria promedio para el año terminado el 31 de diciembre de 2022 fue de 46.693 boe/d, de los cuales el 82% fue petróleo crudo, el 17% gas natural y el 1% restante fue LGN. Hemos reducido nuestro costo operativo promedio de US\$13,9 por boe durante el año terminado el 31 de diciembre de 2021 a US\$7,5 por boe para el año terminado el 31 de diciembre de 2022.

Producción de petróleo crudo y producción de gas natural.

Somos los operadores de 5 de los 7 bloques en los cuales tenemos participación en Argentina a la fecha de este prospecto.

La información incluida en la siguiente tabla corresponde a la producción de todos nuestros activos para el año terminado el 31 de diciembre de 2022.

Bloque	Producción neta promedio de petróleo por el año terminado el 31 de diciembre de 2022 (Mbb/d) (5)	Producción neta promedio de gas por el año terminado el 31 de diciembre de 2022 (MMcf/d) (5)	Producción neta promedio de NGL por el año terminado el 31 de diciembre de 2022 (Mboe/d) (5)
<i>Cuenca Neuquina</i>			
Bajada del Palo Oeste	26.4	5.0	-
Entre Lomas Río Negro	2.4	0.7	0.4
Jagüel de los Machos	2.2	0.7	-
25 de Mayo-Medanito	2.3	0.2	-
Entre Lomas Neuquén	1.0	0.5	0.1
Bajada del Palo Este	2.5	0.4	0.1
Coirón Amargo Norte	0.2	0.0	-
Jarilla Quemada ⁽¹⁾	0.2	0.1	-
Coirón Amargo Sur Oeste ⁽²⁾⁽⁶⁾	-	-	-
Águila Mora	-	-	-
Charco del Palenque ⁽¹⁾	-	-	-
Aguada Federal ⁽³⁾	1.2	0.2	-
Bandurria Norte ⁽³⁾	-	-	-
<i>Cuenca Golfo San Jorge</i>			
Sur Río Deseado Este ⁽⁴⁾	-	-	-
<i>Cuenca Noroeste</i>			
Acambuco	0.0	0.1	-

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

(2) Venta de la participación total del 10% a Shell. La fecha efectiva de la transacción es el 1 de abril de 2021

(3) El 17 de enero de 2022, el Grupo Vista adquirió una participación del 50% en las concesiones Aguada Federal y Bandurria Norte. La producción de la tabla se muestra con la participación del 50% correspondiente a Vista Argentina.

(4) El plazo de 25 años de la concesión de explotación de SRDE, con la participación del 16,9%, venció el 21 de marzo de 2021, y Vista decidió no solicitar la prórroga de 10 años presentada por el operador de la concesión.

(5) La producción de petróleo se compone de la producción de petróleo crudo. La producción de gas natural excluye el consumo de gas natural. La producción de NGL está compuesta de la producción de propano y butano y excluye la gasolina natural.

(6) Transacción de activos convencionales con Aconcagua, efectiva a partir del 1 de marzo de 2023. Después de esa fecha, Aconcagua se mantiene como el operador de los activos cedidos y Vista seguirá teniendo derecho al 40% de la producción y reservas de petróleo crudo y gas natural, y al 100% de la producción y reservas de LPG y condensados de los activos cedidos.

Alejandro Chernacov
Director y Subdelegado



Concesiones

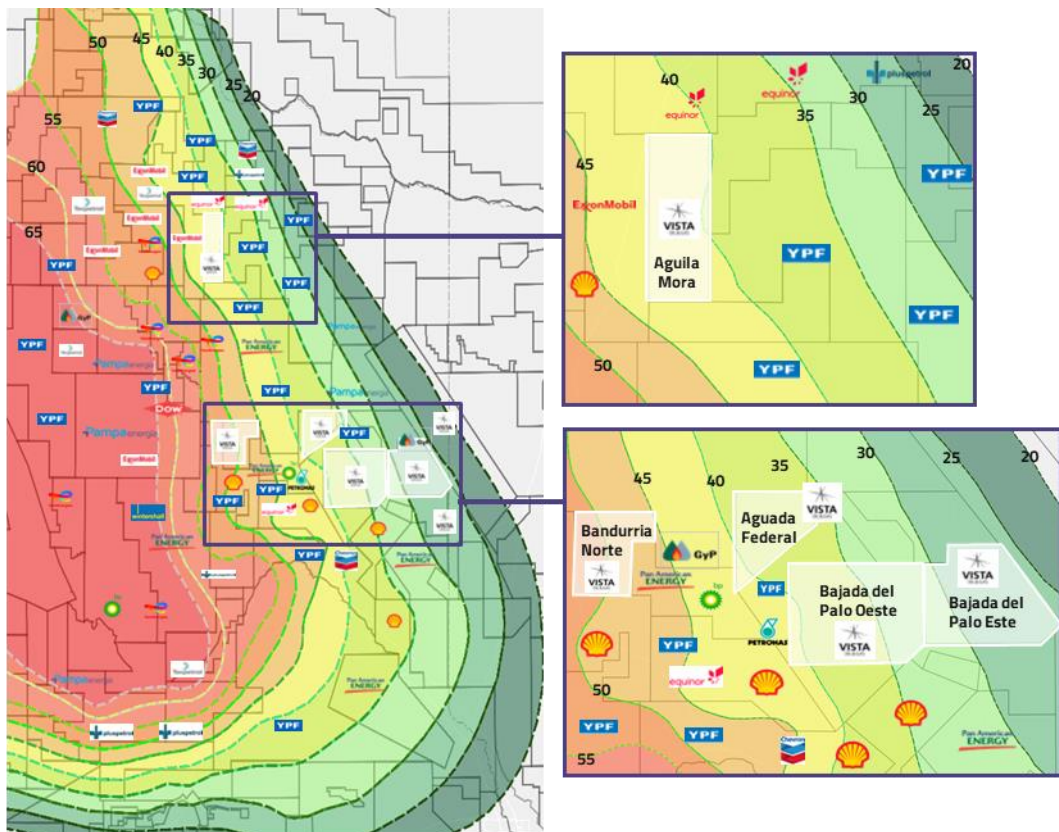
Tenemos derechos sobre las siguientes concesiones de petróleo y gas en Argentina:

Cuenca Neuquina: (a) una participación con operación del 100% en los derechos de explotación de las concesiones Bajada del Palo Oeste y Bajada del Palo Este; (b) una participación operada del 50% de Aguada Federal y Bandurria Norte; (c) una participación con operación del 84,62% en los derechos de explotación de la concesión Coirón Amargo Norte (como operadora); (d) una participación con operación del 90% en concesión de explotación no convencional Águila Mora; y

Cuenca Noroeste: una participación no operada del 1,5% en los derechos de explotación de la concesión Acambuco (que está operada por Pan American Energy).

Como resultado de la Transacción de Activos Convencionales, cedimos la operación de una porción de nuestros activos en Argentina, a partir del 1 de marzo de 2023.

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



Los números de las líneas de contorno indican grados API

Fuente: datos de la Compañía

Nuestros contratos de concesión en Argentina no contienen disposiciones en materia de cambio de control, aunque la cesión de las concesiones está sujeta a autorización previa por parte del poder ejecutivo de la provincia donde se ubica la concesión correspondiente. 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

Alejandro Chernacov
Director y Subdelegado

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.

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 2022 este bloque tenía reservas de 182,8 MMboe reservas de *shale* y 3,7 MMboe convencionales, y reportó una producción de 31,4 Mboe/d (de los cuales el 84% consistió en petróleo) en lo que respecta al año terminado el 31 de diciembre de 2022. En diciembre de 2019 obtuvimos una concesión de explotación no convencional por 35 años que vence en diciembre de 2053. En conexión con el otorgamiento de dicha concesión, al 31 de diciembre de 2022 Vista ya ha cumplido con el compromiso de perforar 8 (ocho) pozos horizontales, totalizando una inversión de US\$105,6 millones e instalaciones relacionadas por US\$14,7 millones hasta junio del 2021.

Durante el 2022, completamos y conectamos cinco pads (BPO-11 a BPO-15), agregando 20 nuevos pozos *shale* y alcanzando un total de 60 pozos *shale* en Bajada del Palo para el final del año. La producción total de *shale* en 2022, aumentó a 31.671 Mboe/d, de los cuales 29.730 boe/d corresponden a la producción de shale de Bajada del Palo Oeste.

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

Nombre del pozo	Numero de pad	Horizonte de navegación	Longitud lateral (mts)	Etapas totales
2013	#BPO-1	Orgánico	2.483	33
2014	# BPO-1	La Cocina	2.633	35
2015	# BPO-1	Orgánico	2.558	34
2016	# BPO-1	La Cocina	2.483	34
2029	# BPO-2	Orgánico	2.189	37
2030	# BPO-2	La Cocina	2.248	38
2032	# BPO-2	Orgánico	2.047	35
2033	# BPO-2	La Cocina	1.984	33
2061	# BPO-3	La Cocina	2.723	46
2062	# BPO-3	Orgánico	2.624	44
2063	# BPO-3	La Cocina	3.025	51
2064	# BPO-3	Orgánico	1.427	36
2025	# BPO-4	Carbonato Inferior	2.186	26
2026	# BPO-4	La Cocina	2.177	44
2027	# BPO-4	Carbonato Inferior	2.551	31
2028	# BPO-4	La Cocina	2.554	51
2501	# BPO-5	La Cocina	2.538	52
2502	# BPO-5	Orgánico	2.436	50
2503	# BPO-5	La Cocina	2.468	50
2504	# BPO-5	Orgánico	2.332	44
2391	# BPO-6	La Cocina	2.715	56
2392	# BPO-6	Orgánico	2.804	54
2393	# BPO-6	La Cocina	2.732	56
2394	# BPO-6	Orgánico	2.739	57
2261	# BPO-7	La Cocina	2.710	46
2262	# BPO-7	Orgánico	2.581	45
2263	# BPO-7	La Cocina	2.609	45
2264	# BPO-7	Orgánico	2.604	46

Alejandro Chernacov
Director y Subdelegado



2211	# BPO-8	Orgánico	2.596	53
2212	# BPO-8	La Cocina	2.576	53
2213	# BPO-8	Orgánico	2.608	54
2214	# BPO-8	La Cocina	2.662	54
2351	# BPO-9	La Cocina	3.115	63
2352	# BPO-9	Orgánico	3.218	62
2353	# BPO-9	La Cocina	3.171	61
2354	# BPO-9	Orgánico	2.808	56
2441	# BPO-10	La Cocina	3.094	63
2442	# BPO-10	Orgánico	2.883	50
2443	# BPO-10	La Cocina	2.816	57
2444	# BPO-10	Orgánico	2.625	45
2081 ⁽²⁾	BPO-11	La Cocina	2,785	49
2082 ⁽²⁾	BPO-11	Orgánico	2,662	41
2083 ⁽²⁾	BPO-11	La Cocina	2,365	37
2084 ⁽²⁾	BPO-11	Orgánico	2,378	35
2311 ⁽²⁾	BPO-12	La Cocina	3,104	54
2312 ⁽²⁾	BPO-12	Orgánico	3,161	55
2313 ⁽²⁾	BPO-12	La Cocina	3,259	55
2481 ⁽²⁾	BPO-13	La Cocina	2,950	61
2482 ⁽²⁾	BPO-13	Orgánico	2,826	57
2483 ⁽²⁾	BPO-13	La Cocina	2,738	56
2484 ⁽²⁾	BPO-13	Orgánico	2,576	52
2601 ⁽²⁾	BPO-14	La Cocina	2,935	38
2602 ⁽²⁾	BPO-14	Orgánico	2,968	51
2603 ⁽²⁾	BPO-14	La Cocina	2,878	49
2604 ⁽²⁾	BPO-14	Orgánico	2,508	43
2411 ⁽²⁾	BPO-15	La Cocina	2,319	39
2412 ⁽²⁾	BPO-15	Orgánico	3,181	54
2413 ⁽²⁾	BPO-15	La Cocina	3,199	53
2414 ⁽²⁾	BPO-15	Orgánico	3,192	55
2415 ⁽²⁾	BPO-15	La Cocina	3,190	53

(1) BPO-11, anteriormente *pad* #12, BPO-12 anteriormente *pad* #13, BPO-13 anteriormente *pad* #14.

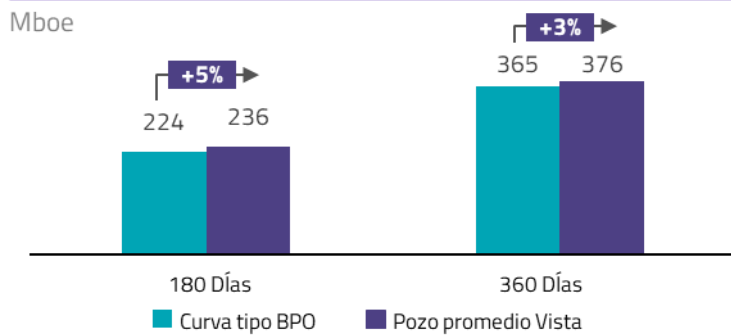
(2) Pozo incluido en acuerdo de colaboración (*Joint Venture*) con Trafigura que se describe a continuación. Vista tiene una participación del 80% en estos pozos.

Creemos que la productividad de nuestros nuevos pozos demuestra la calidad de nuestra superficie de Vaca Muerta. Al 31 de diciembre de 2022, el promedio de pozos de Vista después de 360 días de producción (representado por el promedio de nuestros *pads* BPO-1 a BPO-10) estaba rindiendo un 3% por encima de nuestra curva tipo. Además, al 31 de diciembre de 2022, el pozo promedio de Vista después de 180 días de producción (representado por el promedio de nuestros *pads* BPO-1 a BPO-13) tenía un rendimiento del 5% por encima de nuestra curva tipo.

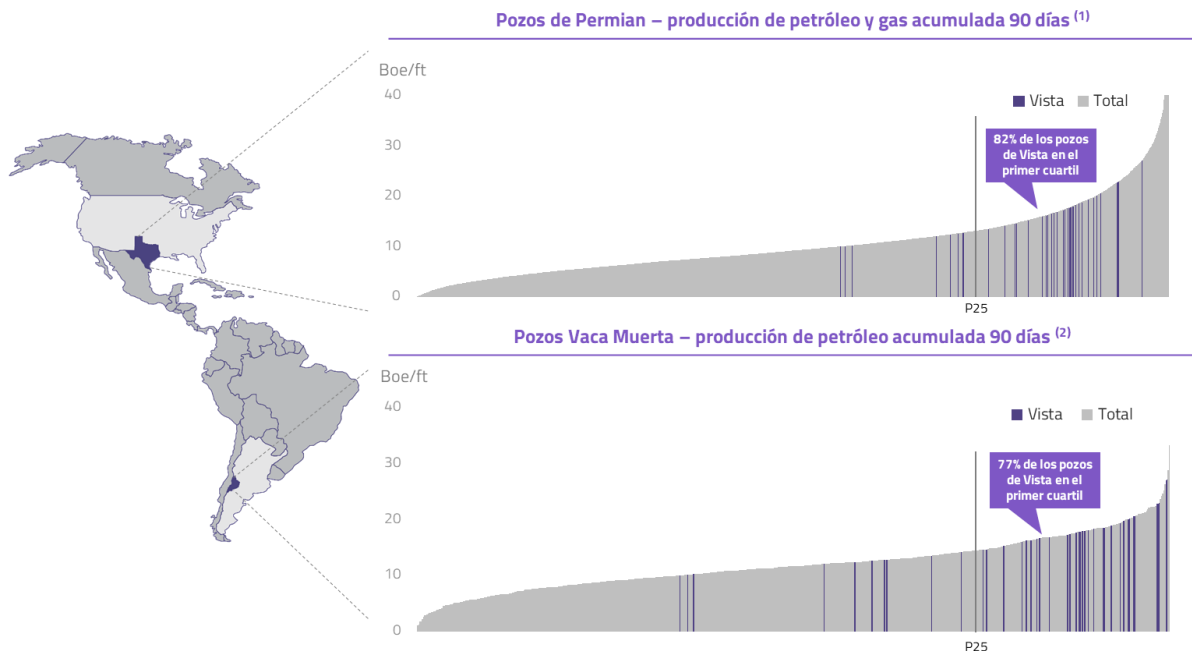
Alejandro Chernacov
Director y Subdelegado



PRODUCCIÓN ACUMULADA POR POZO



El rendimiento de nuestros primeros 44 pozos durante los primeros 90 días se compara favorablemente contra el de los pozos petrolíferos horizontales perforados en Permian y Vaca Muerta y conectados entre 2012 y 2022, como se muestra en las tablas de abajo:



(1) Pozos de petróleo horizontales (>70% contenido de petróleo). Pozos totales: 12,907, desde 2012. Fuente: Rystad Energy

(2) Pozos de petróleo horizontales (>70% contenido de petróleo). Pozos totales: 614, desde 2012. Fuente: Rystad Energy

La implementación del modelo One Team Contracts, que alinea a los principales contratistas y a Vista detrás de los mismos objetivos, compartiendo objetivos de desempeño y compensación, en conjunto con las mejores prácticas en términos de logística, nos permitió alcanzar resultados de perforación y completación sobresalientes en comparación con la cuenca. Creemos que este modelo de contratación es uno de los principales impulsores de nuestros resultados en términos de eficiencia de costos y productividad de nuevos pozos.

Alejandro Chernacov
Director y Subdelegado

Bajada del Palo Oeste tiene una extensión de 62.641 acres brutos con exposición a la formación de *shale* Vaca Muerta. Nuestro inventario actual para perforación con la formación Vaca Muerta como objetivo, que totaliza hasta 550 locaciones en esta concesión. Tenemos la intención de ampliar nuestro inventario para perforación la realización de pruebas en zonas de aterrizaje adicionales.

El 28 de junio de 2021 establecimos un consorcio (unión transitoria) y suscritamos un acuerdo de inversión conjunta (el "Acuerdo de Inversión") con Trafigura Argentina S.A. ("Trafigura"), inicialmente para el desarrollo en conjunto de 5 pads de 4 pozos cada uno en Bajada del Palo Oeste.

De conformidad con el Acuerdo de Inversión, el cual surtirá efectos a partir del 1 de julio de 2021 ("Fecha efectiva"):

- (a) Trafigura (A) tiene los derechos sobre el 20% de la producción de hidrocarburos por parte de los pads materia del Acuerdo de Inversión, (B) tendrá a su cargo el 20% del costo de inversión, y el pago de regalías e impuestos directos que corresponda de los pads materia del Acuerdo de Inversión y (C) pagó a Vista: (i) US\$5,000,000 a la Fecha Efectiva, (ii) 4 pagos de US\$5,000,000 cada uno, abonados al comenzar la producción de hidrocarburos del segundo, tercero, cuarto y quinto pad previstos en el Acuerdo de Inversión, para alcanzar un total de US\$25,000,000 y (iii) una tarifa sobre la producción de Trafigura para compensar a Vista por todos los costos operativos, gastos generales y de administración, costos de midstream y costos de abandono de pozo.
- (b) Vista mantiene la operación del bloque y el 100% de titularidad de la concesión Bajada del Palo Oeste. Con respecto a los pads incluidos en el Acuerdo de Inversión: (i) mantendrá los derechos sobre el 80% de la producción de hidrocarburos, (ii) tiene a su cargo el 80% de los costos de inversión, y el pago de regalías e impuestos directos que le correspondan, y (iii) tendrá a su cargo todos los demás costos incluyendo costos operativos y de midstream.
- (c) Trafigura tiene una opción de participar en hasta 2 pads adicionales bajo los mismos términos y condiciones que los primeros 5 pads, tal cual fuera descrito en los incisos a) y b), incluyendo un pago a Vista de US\$5,000,000 por cada uno de los pads adicionales. Esta opción podrá ser ejercida hasta 180 días consecutivos después de la puesta en producción del segundo pad.

En la fecha del presente, han sido completados y puestos en producción siete pads con un total de 28 pozos conforme a los términos de este Acuerdo de Inversión.

El 11 de octubre de 2022, establecimos un consorcio (unión transitoria) y suscribimos un acuerdo de inversión conjunta con Trafigura, para el desarrollo en conjunto de, 3 (tres) *pads* en Bajada del Palo Oeste. De conformidad con dicho acuerdo, el cual surtió efectos a partir del 1 de octubre de 2022:

- Trafigura (A) tiene los derechos sobre el 25% de la producción de hidrocarburos por parte de los *pads* materia de dicho acuerdo, (B) tiene a su cargo el 25% del costo de inversión, y el pago de regalías e impuestos directos que corresponda de los *pads* materia de dicho acuerdo y (C) pagará a Vista: (i) US\$1,700,00 por cada pozo atado (equivalente a US\$6,800,00 por un *4-well pad*), (ii) un honorario, topado de US\$12.5/bbl, sobre la producción total de Trafigura, para compensar a Vista por cualquier mejora en los precios internacionales de petróleo crudo por encima de US\$60/bbl y hasta US\$110/bbl y (iii) una tarifa sobre la producción de Trafigura para compensar a Vista por todos los costos operativos, gastos generales y de administración, costos de *midstream* dentro del bloque y costos de abandono de pozo.
- Vista mantiene la operación del bloque y el 100% de titularidad de la concesión Bajada del Palo Oeste. Con respecto a los *pads* incluidos en dicho acuerdo: (i) Vista mantendrá los derechos sobre el 75% de la producción de hidrocarburos, (ii) Vista tendrá a su cargo el 75% de los costos de inversión, y el pago de regalías e impuestos directos que le correspondan, y (iii) Vista tendrá a su cargo todos los demás costos incluyendo costos operativos y de *midstream*.

En relación con el presente acuerdo, Vista y Trafigura han prorrogado por 12 meses el anterior acuerdo de compraventa de petróleo crudo, conforme al cual Vista venderá a Trafigura 380,000 barriles de

Alejandro Chernacov
Director y Subdelegado



petróleo crudo al mes durante el primer semestre de 2023 y 345,000 barriles de petróleo crudo al mes durante el segundo semestre de 2023, a un precio de compra que acordarán las partes en función de las condiciones y precios del mercado.

A la fecha del presente, ni un solo *pad* ha sido completado y puesto en producción conforme a los términos del mencionado contrato.

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 2022 este bloque tenía Reservas Probadas de 8,5 MMboe y una producción de 2,9 Mmboe (85% de petróleo) durante el año terminado el 31 de diciembre de 2022. El 21 de diciembre de 2019 obtuvimos una concesión de explotación no convencional por 35 años que vence el 19 de diciembre de 2053.

La concesión de explotación no convencional incluye el compromiso de realizar un plan piloto inicial de dos años, durante el cual Vista deberá (i) perforar cinco nuevos pozos horizontales, y (ii) construir instalaciones de superficie, por una inversión total de aproximadamente US\$51.9 millones.

Al 31 de diciembre de 2022, Vista había perforado, completado y puesto en producción los 2 primeros pozos de dicho piloto. Ambos pozos se aterrizaron en el horizonte de navegación de "La Cocina" en Vaca Muerta, con una longitud lateral media de 2,224 metros y una media de 46 etapas de estimulación hidráulica por pozo. Durante el primer trimestre de 2023, completamos y conectamos el tercer pozo piloto (BPE-2301h). Este pozo fue aterrizado en el horizonte de navegación "La Cocina", en Vaca Muerta, con una longitud lateral de 2,818 metros y 48 etapas de estimulación hidráulica. En abril de 2023, completamos y conectamos el cuarto pozo del proyecto piloto (BPE-2202h). Los gastos de capital totales a la fecha del presente reporte anual ascienden a US\$75.2 millones.

Bajada del Palo Este tiene 48,853 acres brutos con exposición al acreage de petróleo shale de Vaca Muerta. Estimamos que hay hasta 150 nuevas locaciones de pozos por perforar en este bloque.

Aguada Federal

El 16 de septiembre de 2021, Vista adquirió AFBN S.R.L., una sociedad que mantiene una participación no operada del 50% en Aguada Federal de ConocoPhillips Petroleum Holdings B.V. El 17 de enero de 2022, Vista adquirió directamente el 50% restante de la participación en Aguada Federal de parte de Wintershall DEA Argentina S.A. y, por lo tanto, a partir de esa fecha, Grupo Vista se convirtió (a través de AFBN S.R.L. y de Vista Argentina) en el operador y único concesionario del bloque. Aguada Federal es una concesión de explotación no convencional en la Cuenca Neuquina ubicada en la provincia de Neuquén, que abarca aproximadamente 24,058 acres brutos. Desde 2017, se han perforado un total de 6 pozos horizontales en esta concesión, todos los cuales probaron producción de hidrocarburos. Durante 2022 completamos nuestros primeros seis pozos *shale* en el bloque. El bloque tenía reservas probadas de 37.4 MMboe al 31 de diciembre de 2022, y una producción de 2.8 Mboe/d (88% petróleo) por el año terminado el 31 de diciembre de 2022. Estimamos que hay hasta 150 nuevas localizaciones de pozos a perforar en este bloque. La concesión expira el día 20 de diciembre de 2050.

Águila Mora

Vista es el operador y titular de un 90% de participación en la asociación en participación no constituida con GyP (quien posee el 10% de participación restante) para la concesión de explotación no convencional sobre el bloque Águila Mora en la Cuenca Neuquina ubicada en la Provincia de Neuquén, la cual abarca aproximadamente 23,475 acres brutos, que pretendemos delinear con el fin de ampliar nuestro inventario actual de perforación de shale.

El 29 de noviembre de 2019, la Provincia de Neuquén emitió el Decreto N° 2597 en virtud del cual se otorgó a GyP una concesión de explotación no convencional sobre el bloque Águila Mora por un plazo de 35 años (renovable a su término y sujeto a ciertas condiciones para prórrogas sucesivas de 10 años) en sustitución del permiso de exploración existente sobre el bloque.

Alejandro Chernacov
Director y Subdelegado



GyP es titular de los derechos mineros sobre Águila Mora. Vista (i) tiene una participación del 90% en una asociación en participación con GyP para la exploración y explotación de hidrocarburos en Águila Mora; y (ii) es el operador de Águila Mora.

La mencionada concesión de explotación no convencional incluye el compromiso de realizar un piloto inicial, durante el cual Vista deberá (i) volver a poner en producción tres pozos previamente perforados y terminados por el operador anterior, (ii) perforar dos nuevos pozos horizontales, y (iii) construir instalaciones de superficie, por una inversión total de aproximadamente US\$32.8 millones.

A la fecha del presente, hemos vuelto a poner en producción dos pozos perforados por el operador anterior, hemos perforado y completado dos pozos y estamos finalizando la construcción de instalaciones de producción. A la fecha de este reporte, la inversión total ascendía a US\$36.8 millones.

Bandurria Norte

El 16 de septiembre de 2021, Vista adquirió AFBN S.R.L., una sociedad que mantiene una participación no operada del 50% en el bloque Bandurria Norte por parte de ConocoPhillips Petroleum Holdings B.V. El 17 de enero de 2022, Vista adquirió directamente el 50% restante de la participación en Bandurria Norte de parte de Wintershall DEA Argentina S.A. y, por lo tanto, a partir de dicha fecha, Grupo Vista se convirtió (a través de AFBN S.R.L. y de Vista Argentina) en el operador y único titular de la concesión del bloque. Bandurria Norte es una concesión de explotación no convencional en la Cuenca Neuquina ubicada en la Provincia de Neuquén, que abarca aproximadamente 26,404 acres brutos. El bloque tenía reservas probadas de 0,0 MMboe al 31 de diciembre de 2022, y una producción de 0,0 Mboe/d para el año finalizado el 31 de diciembre de 2022. Desde 2017, se han perforado un total de cuatro pozos horizontales en esta concesión, todos los cuales demostraron producción de hidrocarburos, antes de ser cerrados en 2019. Estimamos que hay hasta 150 nuevas localizaciones de pozos por perforar en este bloque. La concesión expira en 2050.

Entre Lomas Neuquén y Entre Lomas Río Negro (“Entre Lomas”)

A la fecha del presente, Vista permanece como titular 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”, y Aconcagua se ha convertido en el operador de los bloques. Estos bloques tenían Reservas Probadas de 1.5 MMboe y 6.0 MMboe, respectivamente, al 31 de diciembre de 2022 y reportaron una producción de 1.5 Mboe/d (64% petróleo) y 3.4 Mboe/d (69% petróleo), respectivamente, en el año terminado 31 de diciembre de 2022. Las concesiones de Entre Lomas vencen el 21 de enero de 2026. A la fecha de este reporte anual, Vista mantiene el derecho al 40% de la producción y reservas de petróleo crudo y gas natural, y al 100% de la producción y reservas de LPG y condensados de los activos cedidos.

A la fecha de este Prospecto, la Compañía tenía los siguientes compromisos pendientes de ejecución con la Provincia de Río Negro: (i) perforar y completar tres pozos de desarrollo y un pozo de extensión, por un costo estimado de US\$9.0 millones, y (ii) realizar inversiones de capital en nueve reacondicionamientos de pozos y abandonar dos pozos por un costo estimado de US\$4.5 millones.

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 los márgenes de los campos y en pequeñas trampas aisladas en áreas con sistemas de fallas con relieves. Además, tenemos en curso proyectos de recuperación secundaria, que creemos que ofrecen un potencial dados los bajos factores de recuperación actuales.

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

Como resultado de la Transacción de Activos Convencionales, a la fecha del presente reporte anual, Vista permanece como titular 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”, y Aconcagua se ha convertido en el operador de los bloques. Dichas concesiones tienen una extensión de aproximadamente 47,617 y 47,963 acres brutos, respectivamente. Al 31 de diciembre de 2022, estas concesiones tenían Reservas Probadas de 0.0 MMboe y 0.7 MMboe, respectivamente, y una producción conjunta de 0.3 Mboe/d (76% petróleo)

Alejandro Chernacov
Director y Subdelegado



por el año terminado el 31 de diciembre de 2022. La concesión Charco del Palenque vence en octubre de 2034, en tanto que la concesión Jarilla Quemada vence el día 16 de agosto de 2040. A la fecha de este reporte anual, Vista mantiene el derecho al 40% de la producción y reservas de petróleo crudo y gas natural, y al 100% de la producción y reservas de LPG y condensados de los activos cedidos.

A La fecha del presente, la Compañía no cuenta con compromisos de capital pendientes, en relación con esta concesión.

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

Como resultado de la Transacción de Activos Convencionales, a la fecha del presente reporte anual, Vista permanece como titular de una participación del 100% en los derechos de explotación de la concesión 25 de Mayo-Medanito (“Medanito”) y Aconcagua se ha convertido en el operador del bloque. Al 31 de diciembre de 2022, este bloque tenía Reservas Probadas de 3.0 MMboe y reportó una producción de 2.5 Mboe/d (92% petróleo), durante el año terminado el 31 de diciembre de 2022. La concesión vence el día 28 de octubre de 2026. A la fecha de este Prospecto, Vista mantiene el derecho al 40% de la producción y reservas de petróleo crudo y gas natural, y al 100% de la producción y reservas de LPG y condensados de los activos cedidos.

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

Jagüel de los Machos

Como resultado de la Transacción de Activos Convencionales, a la fecha del presente Prospecto, Vista permanece como titular del 100% de la concesión de explotación Jagüel de los Machos, y Aconcagua se ha convertido en el operador del bloque. El bloque tenía reservas probadas de 2.7 MMboe al 31 de diciembre de 2022 y una producción de 2.9 Mboe/d (76% de petróleo) para el año terminado el 31 de diciembre de 2022. La concesión expira el día 6 de septiembre de 2025. A la fecha de este Prospecto, Vista mantiene el derecho al 40% de la producción y reservas de petróleo crudo y gas natural, y al 100% de la producción y reservas de LPG y condensados de los activos cedidos.

A la fecha de este Prospecto, para las concesiones 25 de Mayo-Medanito y Jagüel de los Machos tenemos los siguientes compromisos de capital pendientes con la Provincia de Río Negro: (i) perforar y completar dos pozos de desarrollo por un costo estimado de US\$2.7 millones, (ii) ejecutar 10 reacondicionamientos, y (iii) abandonar 19 pozos por un costo estimado de US\$7.5 millones.

Las unidades productivas son las facies volcánicas de la formación Choiyoi, las areniscas fluviales de la formación Tordillo y las facies clásicas carbonáticas mezcladas de la formación Quintuco

Alejandro Chernacov
Director y Subdelegado



Coirón Amargo Norte

Somos operadores y titulares de una participación del 84.6% 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 2022 este bloque tenía Reservas Probadas de 0.8 MMboe y, durante el año terminado el 31 de diciembre de 2022, reportó una producción de 0.2 Mboe/d (de los cuales el 96% consistió en petróleo). La concesión vence el día 22 de febrero de 2036. No tenemos compromisos de capital pendientes.

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

El 7 de julio de 2020, debido al incumplimiento del pago de las contribuciones en efectivo requeridas por Madalena Energy S.R.L (“Madalena”), y conforme a los términos del contrato de *joint venture*, la Compañía, a través de su filial Vista Argentina, junto con su socio Gas y Petróleo del Neuquén S.A. (“GyP”), excluyó a Madalena del acuerdo de *joint venture*, y distribuyó el interés de trabajo de Madalena en el acuerdo de *joint venture* proporcionalmente entre Vista Argentina y GyP. La modificación al contrato de *joint venture* que refleja los nuevos intereses de trabajo, fue aprobado por el Decreto No. 1.292/2020 del poder ejecutivo de la Provincia del Neuquén con fecha 6 de noviembre de 2020, retroactivo al 7 de julio de 2020. Según los términos del JOA, Vista se reserva todos sus derechos y recursos contra Madalena para ejecutar los pagos vencidos y pendientes de pago. Como consecuencia, Vista incrementó su participación en el área de concesión Coirón Amargo Norte, situada en la provincia de Neuquén, del 55.00% al 84.62%, con el 15.4% restante retenido por GyP. A la fecha de este reporte anual, la Compañía reconoce en los estados financieros auditados su participación del 100% en esta operación conjunta.

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 YPF, que tiene una participación del 22.5% y Northwest Argentina, una subsidiaria de WPX Energy, que tiene una participación del 1.5%. Al 31 de diciembre de 2020, este bloque tenía Reservas Probadas netas de 0.7 MMboe y, durante el año terminado el 31 de diciembre de 2022, reportó una producción neta de 0.1 Mboe/d (de los cuales el 11% consistió en petróleo). La vigencia del lote de explotación San Pedrito, en la concesión Acambuco, termina en 2036 mientras que el lote de explotación Macueta, también bajo la concesión de Acambuco, expira en 2040. No existen compromisos de capital pendientes.

Coirón Amargo Sur Oeste

Este bloque consiste en una concesión de explotación de *shale* con extensión de aproximadamente 16.440 acres brutos en la parte más importante de la formación Vaca Muerta en la Provincia del Neuquén. El 24 de junio de 2021, la provincia de Neuquén aprobó el acuerdo de venta del restante 10% de participación en Coirón Amargo Sur Oeste a Shell Argentina, con lo cual Vista ya no tiene participación en este bloque. Esta transacción fue efectiva retroactivamente el 1 de abril de 2021. Por lo tanto, a la fecha de este Prospecto, Vista Argentina no tienen ninguna participación en la concesión de explotación sobre el área de Coirón Amargo Sur Oeste.

Sur Río Deseado Este

El 21 de marzo de 2021 expiró el plazo de 25 años de la explotación de la concesión Sur Río Deseado Este en la Cuenca del Golfo San Jorge, en la Provincia de Santa Cruz, en la cual Vista Argentina tenía una participación del 16.94%. El operador de la explotación de la concesión era Alianza Petrolera Argentina S.A. (“Alianza”) con una participación del 79,05%, y el socio restante, SECRA S.A, tenía una participación del 4%. Además, Vista Argentina tenía una participación del 44% en un acuerdo de exploración separado sobre una parte de la concesión de explotación Sur Río Deseado operada por Quintana E&P Argentina SRL.

Alejandro Chernacov
Director y Subdelegado



A la fecha de este Prospecto, Alianza está realizando los trámites administrativos para completar el proceso de restitución con la Provincia de Santa Cruz. Los gastos que demande dicho proceso de restitución deberán ser sufragados por todos los socios de acuerdo con sus intereses de participación en la concesión de explotación. Por lo tanto, a la fecha de este Prospecto, Vista Argentina no tiene ninguna participación en la concesión de explotación sobre el área Sur Río Deseado Este

Producción de reservas de petróleo y gas

Reservas

La información incluida en este reporte anual respecto a las cantidades estimadas de Reservas Probadas se deriva de las estimaciones de las Reservas Probadas al 31 de diciembre de 2022. Las estimaciones de Reservas Probadas se derivan del reporte de fecha 28 de enero de 2022, preparado por DeGolyer and MacNaughton (“D&M”), consultores independientes en evaluación de reservas. El Reporte de Reservas de 2021 preparado por D&M se realizó con base en la información proporcionada por nosotros y presenta una valuación al 31 de diciembre de 2022 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, 25 de Mayo-Medanito, Bandurria Norte y Aguada Federal.

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 2022 y 31 de diciembre de 2021, determinado como un promedio aritmético no ponderado del precio del primer día del mes para cada mes dentro de dichos periodos. Adicionalmente, debido a que no existen precios de referencia en el mercado de gas natural en Argentina, utilizamos los precios promedio del gas realizado durante el año para determinar nuestras reservas de gas. Para mayor información, véase la nota 35 de nuestros Estados Financieros Auditados.

La siguiente tabla contiene información resumida acerca de las reservas desarrolladas y las reservas no desarrolladas netas de los activos de petróleo y gas del Grupo Vista en Argentina al 31 de diciembre de 2022. 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, Aguada Federal, Bandurria Norte y 25 de Mayo-Medanito, 96.8% en Coirón Amargo Norte y 1.5% en Acambuco.

Alejandro Chernacov
Director y Subdelegado



	Petróleo Crudo condensado y NGL (MMbbl) ⁽¹⁾	Consumo más ventas de gas natural (MMboe) ⁽²⁾	Reservas totales (MMboe)	% de petróleo
Probadas desarrolladas en participación	68.3	17.7	86.0	79%
Probadas no desarrolladas en participación	136.8	24.9	161.7	85%
Total Probadas en participación	205.1	42.5	247.7	83%

(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 1% de nuestras reservas probadas desarrolladas y no desarrolladas al 31 de diciembre de 2021 y 31 de diciembre de 2022, respectivamente.

(2) El consumo de gas natural representó el 13% del total de reservas de gas natural (consumo más ventas de gas natural) al 31 de diciembre de 2021 y el 11% al 31 de diciembre de 2022.

Al 31 de diciembre de 2022, las reservas probadas de petróleo y gas de los activos que tenemos (tanto desarrolladas como no desarrolladas) ascendían a un total de 247,7 MMboe. Las reservas probadas no desarrolladas totales de petróleo crudo, condensado y NGL representaban el 66% de las reservas probadas totales.

	Petróleo crudo condensado y NGL ⁽¹⁾	Consumo más ventas de gas natural (2)	Total de reservas probadas desarrolladas de petróleo y gas	Petróleo crudo condensado y NGL	Consumo más venta de gas natural	Total de reservas probadas no desarrolladas de petróleo y gas	Petróleo crudo condensado y NGL	Consumo más ventas de gas natural	Total de reservas probadas desarrolladas de petróleo y gas
	(MMbbl)	(MMboe)	(MMboe)	(MMbbl)	(MMboe)	(MMboe)	(MMbbl)	(MMboe)	(MMboe)
Bajada del Palo Oeste Total	47.2	11.1	58.3	108.7	19.5	128.2	155.9	30.6	186.4
Bajada del Palo Este	3.9	1.5	5.4	2.8	0.3	3.1	6.7	1.8	8.5
Charco del Palenque	0.6	0.1	0.7	0.0	0.0	0.0	0.6	0.1	0.7
Coirón Amargo Norte	0.6	0.2	0.8	0.0	0.0	0.0	0.6	0.2	0.8
Entre Lomas Río Negro	3.3	1.7	5.0	0.4	0.5	1.0	3.7	2.2	6.0
Entre Lomas Neuquén	1.1	0.4	1.5	0.0	0.0	0.0	1.1	0.4	1.5
Jagüel de los Machos	2.0	0.5	2.6	0.1	0.0	0.1	2.1	0.6	2.7
Jarilla Quemada	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
25 de Mayo–Medanito Sudeste	2.7	0.2	2.9	0.1	0.0	0.1	2.8	0.2	3.0
Acambuco	0.1	0.6	0.7	0.0	0.0	0.0	0.1	0.6	0.7
Aguada Federal	6.8	1.4	8.2	24.7	4.5	29.2	31.5	5.9	37.4
Bandurria Norte	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Total	68.3	17.7	86.1	136.8	24.8	161.7	205.1	42.6	247.7

(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 1% de nuestras reservas probadas desarrolladas y no desarrolladas al 31 de diciembre de 2021 y 31 de diciembre de 2022, respectivamente.

(2) El consumo de gas natural representó el 13% del total de reservas de gas natural (consumo más ventas de gas natural) al 31 de diciembre de 2021 y el 11% al 31 de diciembre de 2022.

Alejandro Chernacov
Director y Subdelegado



Cambios en nuestras reservas probadas durante 2022

A 31 de diciembre de 2022, teníamos un volumen estimado de reservas probadas de 247,7 millones de barriles equivalentes de petróleo (MMboe). Esto se compara con las reservas probadas no desarrolladas estimadas de 177,1 MMboe a 31 de diciembre de 2021.

El aumento total de 70.6 MMboe en reservas probadas durante 2022 fue atribuible a:

- Un aumento de 76.4 MMboe (+65.4 MMbbl de petróleo y +62.0 Bcf de gas natural) en la categoría de extensiones y descubrimientos, impulsado por la perforación de 16 pozos clasificados como superficie probada desarrollada y 13 pozos clasificados como superficie probada no desarrollada en la formación Vaca Muerta en la concesión Bajada del Palo Oeste (+27.5 MMbbl de petróleo y +26.2 Bcf de gas natural); la perforación de 12 pozos clasificados como superficie probada desarrollada y 28 pozos clasificados como superficie probada no desarrollada en la formación Vaca Muerta en la concesión de Aguada Federal (+32.4 MMbbl de petróleo y +33.5 Bcf de gas natural); y la perforación de 2 pozos clasificados como superficie probada desarrollada y 2 pozos clasificados como superficie probada no desarrollada en la formación Vaca Muerta en la concesión de Bajada del Palo Este (+5.5 MMbbl de petróleo y +2.3 Bcf de gas natural).
- Un aumento de 9.1 MMboe debido a las revisiones de las estimaciones anteriores, impulsado por (i) el mayor desempeño de los 32 pozos de producción probados desarrollados dirigidos a la formación no convencional de Vaca Muerta en la concesión de Bajada del Palo Oeste (+4.78 MMbbl); (ii) los 28 pozos perforados en 2022 dirigidos a la formación no convencional de Vaca Muerta en la concesión de Bajada del Palo Oeste, el cual comprende el primer acuerdo de consorcio con Trafigura (+2.54 MMbbl); (iii) un efecto negativo combinado de otros terrenos (-0.62 MMbbl); y (iv) revisiones de precios por +0.75 MMbbl; y en relación con la reserva no desarrollada: (v) la concesión no convencional de Bajada del Palo Oeste fueron revisadas debido a un ajuste de longitud lateral, que no tuvo efecto en el tipo de pozo (+0.87 MMbbl); (vi) la concesión Entre Lomas Rio Negro fue también revisada debido a la adición de un pozo en el campo petrolero Charco Bayo que apunta a las formaciones Tordillo y Punta Rosada (+0.31 MMbbl); (vii) también fue realizada una revisión en el plan de desarrollo del bloque Jagüel de los Machos debido a la incorporación de dos pozos y dos trabajos de reacondicionamiento (+0.12 MMbbl); (viii) cambios menores en la actividad del bloque 25 de Mayo-Medanito (+0.05 MMbbl); (iv) en la concesión de Bajada del Palo Oeste, fue realizada una revisión a la baja relacionada con la remoción de dos pozos dirigidos a la formación convencional de Lotena (-0.28 MMbbl); y (x) revisión de precios por +0.58 MMbbl.
- Una aumento de 0.9 Bcf de gas (0.2 MMboe) debido a la revisión de estimaciones anteriores, relacionadas con: (i) el mayor desempeño y ajuste en la razón gas/petróleo con base en los resultados de las últimas pruebas de los 32 pozos no convencionales de producción en la concesión de Bajada del Palo Oeste (+4.83 Bcf); (ii) un menor desempeño en los pozos de gas natural en Charco Bayo y Piedras Blancas en la concesión de Entre Lomas Rio Negro (-4.81 Bcf); (iv) un efecto combinado de casi cero en el resto de las parcelas (-0.38 Bcf); y (v) una revisión de precios por (+2.54 Bcf), en relación con la reserva no desarrollada: (vi) la concesión no convencional de Bajada del Palo Oeste fue revisada, debido al ajuste de longitud lateral, la cual no tuvo efecto en el tipo de pozo (+1.00 Bcf); (vii) la concesión Entre Lomas Rio Negro fue también revisada debido a la incorporación de un pozo en el campo petrolero de Charco Bayo dirigido a las formaciones de Tordillo y Punta Rosada (+1.34 Bcf); (viii) también fue realizada una revisión en el plan de desarrollo del bloque Jagüel de los Machos debido a la incorporación de dos pozos y dos trabajos de reacondicionamiento (+0.13 Bcf); (ix) cambios menores en la actividad del bloque 25 de Mayo-Medanito (+0.02 Bcf); (x) fue realizada una revisión en la concesión de Bajada del Palo Oeste relacionada con la remoción de dos pozos dirigidos a la formación no convencional de Lotena (-2.21 Bcf); y (xi) una revisión de precios por (+0.96 Bcf).
- Un aumento de 2.4 MMboe (+2.0 MMbbl de petróleo y +2.0 Bcf de gas natural), principalmente relacionado con el segundo consorcio con Trafigura.
- Una disminución de 17.5 MMboe, por la producción de 2022 en Argentina.

Proceso de estimación de reservas – Controles internos

Alejandro Chernacov
Director y Subdelegado



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 2022 fue certificada por D&M, una firma independiente. D&M es una firma global de consultoría en materia de petróleo y gas que ofrece servicios de asesoría técnica, comercial y estratégica a la industria del petróleo y gas desde hace más de ochenta años. Vista solicitó que D&M preparara un reporte, mismo que fue emitido el 1 de febrero y cubre las reservas al 31 de diciembre de 2022 de los activos que poseemos en Argentina. Para el año terminado el 31 de diciembre de 2022, la persona técnica de la empresa de ingeniería externa que supervisó la preparación de las estimaciones de reservas presentadas en nuestra presentación para Argentina fue el Sr. Federico Dordoni.

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

Alejandro Chernacov
Director y Subdelegado



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 2022 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.

Pozos productivos

La siguiente tabla muestra nuestro total de pozos productivos bruto y neto del Grupo Vista en Argentina al 31 de diciembre de 2022. La tabla incluye el total de pozos productivos bruto y neto de nuestras subsidiarias, operaciones conjuntas y asociaciones. No perforamos pozos de exploración durante el 2022. Ningún pozo de desarrollo completados durante el 2022, estaba seco.

	Petróleo		Gas		Total pozos	
	Bruto	Neto	Bruto	Neto	Bruto	Neto
Argentina	1,079	1,074	70	70	1,149	1,144

*Las tablas muestran cantidades aproximadas.

Actividades actuales

La siguiente tabla muestra el número de pozos del Grupo Vista 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 2022. Para más información sobre nuestras actividades actuales, véase “*Actividades en pozos y otras inversiones*” de este Prospecto.

Alejandro Chernacov
Director y Subdelegado



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

Pozos de petróleo	
Bruto	13
Neto	11
Pozos de gas	
Bruto	0
Neto	0

Producción

Las siguientes tablas muestra la información de los volúmenes de la producción de gas natural en el país por el año terminado el 31 de diciembre de 2022, 31 de diciembre 2021 y 31 de diciembre 2020:

Bloque	Producción neta promedio por el año terminado el 31 de diciembre de 2022		Producción neta promedio por el año terminado el 31 de diciembre de 2021		Participación	Operador
	Petróleo ⁽¹⁾ (en miles de barriles)	Gas Natural ⁽²⁾ (en millones de pies cúbicos)	Petróleo ⁽¹⁾ (en miles de barriles)	Gas Natural ⁽²⁾ (en millones de pies cúbicos)		
<i>Cuenca Neuquina</i>						
Bajada del Palo Oeste	9,631.42	10,215.23	7,609.03	9,749.30	100%	Vista
Entre Lomas Río Negro	990.52	1,483.85	852.00	1,842.81	100%	Vista
Jagüel de los Machos	811.20	1,407.85	857.14	1,570.18	100%	Vista
25 de Mayo-Medanito	829.10	414.39	879.57	440.04	100%	Vista
Entre Lomas Neuquén	374.04	1,035.63	401.05	994.69	100%	Vista
Bajada del Palo Este	928.21	812.97	152.46	896.68	100%	Vista
Coirón Amargo Norte	77.10	15.73	95.22	6.25	84.60%	Vista
Jarilla Quemada ⁽³⁾	78.45	123.56	88.85	423.64	100%	Vista
Coirón Amargo Sur Oeste	-	-	6.02	2.82	- ⁽⁴⁾	Shell
Águila Mora	-	-	-	-	90%	Vista
Charco del Palenque ⁽³⁾	-	-	-	-	100%	Vista
Aguada Federal	449.74	331.02	35.96	23.43	50% ⁽⁵⁾	Vista
Bandurria Norte	-	-	-	-	50% ⁽⁵⁾	Vista
<i>Cuenca Golfo San Jorge</i>						
Sur Río Deseado Este	-	-	-	-	- ⁽⁶⁾	Alianza Petrolera
<i>Cuenca Noroeste</i>						
Acambuco	5.94	258.91	6.77	281.35	1.50%	Pan American Energy

Alejandro Chernacov
Director y Subdelegado



- (1) La producción de petróleo se compone de la producción de petróleo crudo, condensado y gasolina natural.
 (2) Gas natural excluye el consumo de gas natural
 (3) Jarilla Quemada consolida la información de producción de Agua Amarga (Jarilla Quemada más Charco del Palenque).
 (4) Venta de la participación total del 10% a Shell. La fecha efectiva de la transacción es el 1 de abril de 2021
 (5) El 17 de enero de 2022, el grupo Vista adquirió una participación del 50% en las concesiones Aguada Federal y Bandurria Norte. La producción de la tabla se muestra con la participación del 50% correspondiente a Vista Argentina.
 (6) El plazo de 25 años de la concesión de explotación de SRDE, con la participación del 16.9%, venció el 21 de marzo de 2021, y Vista decidió no solicitar la prórroga de 10 años presentada por el operador de la concesión.

Bloque	Producción neta promedio por el año terminado el 31 de diciembre de 2020		Participación	Operador
	Petróleo ⁽¹⁾ (en miles de barriles)	Gas Natural ⁽²⁾ (en millones de pies cúbicos)		
Cuenca Neuquina				
Bajada del Palo Oeste	3,055.30	7,675.40	100%	Vista
Entre Lomas Río Negro	985.2	3,244.00	100%	Vista
Jagüel de los Machos	939.4	1,743.90	100%	Vista
25 de Mayo-Medanito	938.1	321.5	100%	Vista
Entre Lomas Neuquén	351	466.1	100%	Vista
Bajada del Palo Este	158.8	1,003.10	100%	Vista
Coirón Amargo Norte	94.6	73.6	84.60%	Vista
Jarilla Quemada ⁽³⁾	70.6	570.3	100%	Vista
Coirón Amargo Sur Oeste	30.9	20.8	- ⁽⁴⁾	Shell
Águila Mora	18	-	90%	Vista
Charco del Palenque ⁽³⁾	-	-	100%	Vista
Aguada Federal	-	-	50% ⁽⁵⁾	Vista
Bandurria Norte	-	-	50% ⁽⁵⁾	Vista
Cuenca Golfo San Jorge				
Sur Río Deseado Este	-	-	- ⁽⁶⁾	Alianza Petrolera
Cuenca Noroeste				
Acambuco	8.6	314	1.50%	Pan American Energy

- (1) La producción de petróleo se compone de la producción de petróleo crudo, condensado y gasolina natural.
 (2) Gas natural excluye el consumo de gas natural
 (3) Jarilla Quemada consolida la información de producción de Agua Amarga (Jarilla Quemada más Charco del Palenque).
 (4) Venta de la participación total del 10% a Shell. La fecha efectiva de la transacción es el 1 de abril de 2021
 (5) El 17 de enero de 2022, el Grupo Vista adquirió una participación del 50% en las concesiones Aguada Federal y Bandurria Norte. La producción de la tabla se muestra con la participación del 50% correspondiente a Vista Argentina.
 (6) El plazo de 25 años de la concesión de explotación de SRDE, con la participación del 16.9%, venció el 21 de marzo de 2021, y Vista decidió no solicitar la prórroga de 10 años presentada por el operador de la concesión.

Actividades en pozos y otras inversiones

Alejandro Chernacov
 Director y Subdelegado



Durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022, invertimos US\$540.0 millones, de los cuales US\$361.6 millones corresponden a nuestro desarrollo de Vaca Muerta, donde completamos 28 nuevos pozos durante el año. Los gastos de capital en actividades convencionales de perforación y trabajos de reacondicionamiento ascendieron a US\$12.5 millones y los gastos de capital en instalaciones asociadas y otros ascendieron a US\$165.9 millones.

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

Por el año terminado el 31 de diciembre de	Pozos de desarrollo de petróleo - Productivos	Pozos de desarrollo de gas - Productivos	Pozos de desarrollo de petróleo - Secos	Pozos de desarrollo de gas - Productivos	Pozos de exploración - Productivos	Pozos de exploración - Secos
2020	24	0	0	0	0	0
2021	23	3	0	0	0	0
2022	28	2	0	0	0	0

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 Jagüel de los Machos. 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 2022 el 55% de nuestra producción de petróleo estaba sujeta a compromisos de entrega mensual. De acuerdo con nuestras estimaciones, al 31 de diciembre de 2022 nuestra producción propia era suficiente para cumplir con nuestros compromisos contractuales de entrega, que no se prorrogaban más allá del 31 de diciembre de 2022.

Tratándose del gas natural, en abril 2022 asumimos compromisos anuales para los periodos de mayo 2022 a abril de 2023, los cuales, en adición a los compromisos anteriormente celebrados en relación con el Plan Gas.Ar hasta 2028 representan aproximadamente el 100% de nuestra producción total vendible, sujeto a precios que varían dependiendo de la estación. El resto de nuestra producción se vende en el mercado *spot*. Los compromisos anuales por el periodo de mayo 2023 a abril 2024 serán asumidos a finales de abril de 2023.

En el caso de los NGL, estamos comprometidos a entregar una cuota específica de propano de conformidad con un contrato con el Ministerio de Energía de Argentina que representa aproximadamente el 19% 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 83% de nuestra producción anual para garantizar la satisfacción de la demanda de parte de los cilindros de NGL locales para clientes residenciales.

Modalidad de contratación “One Team Contracts”

Hemos implementado un novedoso enfoque de contratación (“**One Team Contracts**”) que tiene por objeto alinear nuestros intereses como operadores y el de los contratistas, a través de un mecanismo de pago por desempeño. Desde el punto de vista operativo, buscamos 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

Alejandro Chernacov
Director y Subdelegado



partes Schlumberger y Nabors; (ii) “One Team” Terminación, del que son partes Schlumberger y Brent Energía y Servicios; y (iii) “One Team” servicios de compresión de gas, del que es parte Enerflex.

Transporte y tratamiento

En nuestros bloques operados en Argentina, tratamos y transportamos nuestra producción de petróleo, gas y agua en instalaciones de tratamiento de transporte existentes que tienen capacidad suficiente para procesar y entregar nuestra producción convencional y no convencional actual. A la fecha del presente reporte anual, estas instalaciones de tratamiento existentes están compuestas por varios oleoductos y gasoductos, siete baterías distribuidas en los bloques, una planta de tratamiento de petróleo, dos plantas de tratamiento de agua, cuatro estaciones de compresión, una planta de tratamiento de petróleo y dos plantas de tratamiento de agua.

Toda la producción multifásica de Bajada del Palo Oeste, Bajada del Palo Este, Aguada Federal y Coirón Amargo Norte se recoge en baterías de separación primaria. El petróleo se bombea a través de un oleoducto hasta la planta de tratamiento de Entre Lomas para alcanzar las especificaciones de venta (57,000 bbl/d de capacidad). El agua se trata y se bombea a pozos de evacuación en la planta de tratamiento de aguas de Bajada del Palo (PIAS Borde Montuoso; capacidad de 19,000 bbl/d) y en la planta de tratamiento de aguas de Entre Lomas (capacidad de 80,000 bbl/d). La producción de gas de Bajada del Palo Oeste y la producción no convencional de Bajada del Palo Este se comprime y deshidrata en dos estaciones de compresión para ser inyectado al sistema TGS Vaca Muerta en Tratayen para su posterior tratamiento. El gas de venta se inyecta a los sistemas TGS o TGN. La producción de gas de Aguada Federal se envía a un sistema de recolección de baja presión en un bloque vecino. El gas se trata y se comprime en los gasoductos de venta de TGS. El gas de Coiron Amargo Norte se deshidrata y se inyecta en el sistema TGN Centro Oeste. El gas convencional procedente de la producción de Bajada del Palo Este se inyecta en la planta de tratamiento de gas de Entre Lomas (con una capacidad de 45 MMscf/d), que inyecta gas con especificaciones en el sistema TGS.

Como resultado de la Operación con Aconcagua, según se describe en la sección “Eventos Sigificativos del año 2022”, el complejo gasífero de la Central de Producción de Entre Lomas es ahora operado por Aconcagua. Vista y Aconcagua han firmado dos contratos, en virtud de los cuales (i) Aconcagua tratará y despachará el gas natural correspondiente a Vista inyectándolo en la Planta de Producción Central Entre Lomas, y (ii) Vista tratará y transportará el petróleo crudo y agua correspondiente a Aconcagua proveniente de Agua Amarga y Entre Lomas.

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

El 21 de diciembre de 2022, Vista se adjudicó una capacidad de transporte de crudo de 5,010 m³/día conforme al proyecto de extensión de la línea actual de Allen a Puerto Rosales implementado por Oldelval (titular de la concesión de transporte) por 50,000 m³/día. De este modo, la Compañía se comprometió a realizar un prepagó de US\$118,0 millones entre 2023 y 2025, a ser recuperados de la tarifa mensual del servicio. A la fecha del presente Prospecto, la Compañía realizó desembolsos relacionados con este compromiso por un monto total de US\$16.4 millones.

El 27 de enero de 2023, Vista se adjudicó una capacidad de almacenamiento y despacho de 35,644 m³ y 5,944 m³/día, respectivamente, conforme al programa de ampliación de la terminal marítima y estación de bombeo Puerto Rosales, en el cual Oiltanking Ebytem S.A. licitó por una capacidad de almacenamiento y despacho de 300,000 m³ y 50,000 m³/día, respectivamente. De este modo, la Compañía se comprometió a realizar un prepagó de US\$28,4 millones entre 2023 y 2025, a ser recuperada de la tarifa mensual del servicio a partir del inicio del programa. A la fecha del presente Prospecto, la Compañía no ha realizado ningún desembolso relacionado con este compromiso.

Alejandro Chernacov
Director y Subdelegado



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*”.

Cientes y mercadotecnia

Mercados de petróleo

En Argentina, nuestra producción de petróleo crudo se vendió a refinerías nacionales y se exportó durante 2022, 2021 y 2020. Nuestros principales clientes domésticos son Raizen y Trafigura, que durante año terminado el 31 de diciembre de 2022, 2021, y el 2020, los cuales combinados representaron el 48%, 69% y 55%, respectivamente, 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 demanda entre las refinerías argentinas para su posterior distribución en el mercado doméstico. 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, hemos desarrollado 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 hemos establecido una cartera de clientes diversificada para nuestro gas natural. Nuestros principales clientes en el 2022 fueron clientes industriales representando 32% de nuestros ingresos totales de gas en dicho periodo, mientras que en 2021 nuestros principales clientes fueron de generación de energía, representando el 34% de nuestro total de ingresos por la venta de gas natural de dicho periodo. Argentina cuenta con un mercado de gas natural altamente desarrollado y con sofisticada infraestructura para entregar gas natural a los mercados de exportación o a clientes industriales y residenciales en el mercado local. Sin embargo, los mercados de gas natural del país están regulados por el Gobierno argentino. Aunque el Gobierno argentino establece el precio al que los productores de gas natural pueden vender su producto a clientes residenciales, los volúmenes vendidos a clientes industriales y de otros tipos no están regulados y los precios varían dependiendo de factores estacionales y de los tipos de industrias. En términos generales, nosotros vendemos nuestro gas natural a clientes argentinos a través de contratos de corto plazo y en el mercado spot. La Cuenca Neuquina está atendida por una importante red de gasoductos que entregan gas a la zona metropolitana de Buenos Aires y a sus áreas aledañas, así como a las regiones industriales de Bahía Blanca y Rosario. Dada la accesibilidad de esta infraestructura, podemos comercializar fácilmente el gas natural que producimos en la Cuenca Neuquina. Nuestras propiedades en esta Cuenca se encuentran bien ubicadas al encontrarse en las inmediaciones de dos grandes gasoductos.

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

Competencia

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

Además, nos vemos afectados por la competencia para adquirir perforadoras y por la disponibilidad de otros equipos, materiales o tecnología. Por lo general, los altos niveles de precios de los insumos incrementan la demanda de perforadoras, sets de terminación, materiales, servicios, equipo y personal; y pueden dar lugar a Incrementos en los costos, escasez o servicios. La recuperación económica luego de la pandemia de COVID-19,

Alejandro Chernacov
Director y Subdelegado



las restricciones de importaciones impuesta por el BCRA y los incrementos en la actividad de los campos de petróleo ha llevado a un incremento en los costos operativos. La escasez de personal experimentado, equipo y servicios de perforación, o el incremento de los costos relacionados con ello, podría limitar nuestra capacidad para incrementar nuestra actividad de nuevos pozos por encima de los niveles actuales.

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 2022 teníamos todas nuestras marcas registradas con las autoridades regulatorias.

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 NetApp y EMC; e infraestructura de red y seguridad cibernética de Cisco. Implementamos S/4 Hana, un ERP basado en la nube con licencia de SAP, que esperamos que estandarice los procesos administrativos y mejore el control interno en toda nuestra organización.

Seguimos el marco de ciberseguridad desarrollado por el Instituto Nacional de Estándares y Tecnología (NIST) del departamento de Commerce de Estados Unidos. Evaluamos el nivel de madurez comparado con las últimas tendencias y comunicaciones de ciberseguridad. Nuestro marco sigue las cinco funciones claves de NIST, para ayudarnos a identificar incumplimientos y requerimientos. En febrero de 2022 se probó un nivel de madurez NIST de 1.49. En enero de 2023, realizamos una autoevaluación con nuestro socio KPMG que dio como resultado un nivel de madurez NIST de 2.90. Nuestro objetivo es alcanzar un nivel de madurez NIST de 3.5 durante 2023. Utilizamos Google Cloud Platform ("GCP") como depositario de todos los datos estructurados y en tiempo real de acuerdo con nuestra estrategia de negocios inteligente y análisis avanzado. Migrar a la plataforma en la nube nos permite reducir el costo relacionado con ser propietario de nuevos servidores, y nos proporciona flexibilidad para incorporar datos y aplicaciones de procesamiento más demandados. Actualmente estamos aplicando inteligencia artificial y aprendizaje automático a los procesos comerciales del negocio con soluciones de un software como servicio, que se ejecutan en el procesamiento de información de nuestra plataforma.

Utilizamos nuestra plataforma en la nube como un habilitador que nos permite aumentar nuestras capacidades de integración entre sistemas de información, permitiéndonos técnicas de análisis avanzado. Hemos implementado soluciones de análisis avanzado que nos permiten:

- Acelerar los tiempos de detección de anomalías para pozos productivos no convencionales.
- Optimizar la logística de última milla del apuntalante.

Nos enfocamos en mejorar el uso de nuestros datos adquiridos en tiempo real para potencializar soluciones que faciliten el acercamiento a la toma de decisiones en tiempo real. Todas nuestras oficinas están conectadas a internet a través de fibra óptica de alta calidad (>200mbps) con suficiente redundancia para garantizar +95% el tiempo de actividad, en línea con nuestra estrategia Cloud.

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

Alejandro Chernacov
Director y Subdelegado



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 filtración, contaminación, polución, construcción, incendio, vehículos, responsabilidad general. 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.

La importancia de la Sostenibilidad

Durante 2022, consideramos que reforzamos nuestro compromiso con la sostenibilidad. A continuación, se resumen los principales puntos de interés en los frentes ambiental, social y de gobernanza:

Ambiental

- Registramos una intensidad de emisiones de GEI, alcance 1 y 2, de 18kgCO₂e/boe en el año, lo que supone una reducción interanual del 25%. En el cuarto trimestre de 2022, la intensidad de las emisiones de GEI fue de 14 kgCO₂e/boe.
- Firmamos un contrato de compra de energía renovable, que se prevé que cubra el 20% de las necesidades de electricidad de la empresa en 2023, y que aumentará gradualmente en el futuro.
- Actualmente estamos ejecutando proyectos de cuatro tipos de Soluciones Basadas en la Naturaleza (aforestación, reforestación y revegetación; reducción de emisiones por deforestación y degradación; agricultura regenerativa; ganadería regenerativa) de la Compañía en seis provincias (Corrientes, Santa Fe, Córdoba, Buenos Aires, Río Negro y Salta). Los proyectos están gestionados por Aike, una filial de Vista creada para diseñar, gestionar y ejecutar los proyectos de compensación de carbono, manejada por expertos locales.

Social

- Registramos un TRIR de 0.86, es decir, debajo de uno por tercer año consecutivo.
- Hemos avanzado sustancialmente en las iniciativas de género mediante la contratación y el desarrollo del talento femenino, la emisión de nuevas políticas y la organización de talleres para sensibilizar a los empleados.
- Creamos un sistema de gestión social de la empresa (auditado externamente y siguiendo las normas de la CFI).
- Nos comprometemos a potenciar el desarrollo de las comunidades en las que viven nuestros trabajadores, con un enfoque integrador que refuerza el sentimiento de pertenencia a través del diálogo abierto, la cooperación activa, el voluntariado y el compromiso social.

Gobernanza

- Reforzamos nuestra estructura de gobierno corporativo publicando políticas relacionadas con ética de negocios e incrementado horas de entrenamiento y preparación al personal sobre dichos asuntos.

Alejandro Chernacov
Director y Subdelegado



- Pusimos en marcha un procedimiento de quejas públicas y añadimos un enlace de comentarios de la comunidad y las partes interesadas en el sitio web de Vista.

- Estamos comprometidos a aplicar unos principios de gobierno corporativo sólidos y transparentes, que refuerzan la confianza y la credibilidad de nuestros grupos de interés.

Esperamos publicar nuestro reporte de sustentabilidad 2022 en el segundo trimestre de 2023. El informe estará alineado a las directrices establecidas por la Global Reporting Initiative (GRI), el Oil and Gas Sector Standard 2021 y GRI Universal Standards 2021 y el Sustainability Accounting Standards Board (SASB) para los temas ASG específicos del sector más relevantes para nuestro rendimiento financiero y la creación de valor a largo plazo. Por segundo año consecutivo, se espera que el Reporte de Sustentabilidad de 2022 incluya información alineada con las recomendaciones publicadas por el Grupo de Trabajo sobre Divulgación Financiera Relacionada con el Clima (Task Force on Climate-related Financial Disclosure, TCFD) y una garantía limitada sobre determinados indicadores GRI relevantes. Si desea consultar la versión completa de nuestro Reporte de Sustentabilidad de 2022, visite nuestro sitio web (<https://vistaenergy.com/sustainability>) una vez publicado.

Asuntos normativos generales

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

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

Política ambiental

En 2021, anunciamos nuestra ambición de llegar a ser Net Zero en emisiones de GEI de alcance 1 y 2 para 2026. Tenemos previsto alcanzar esta ambición mediante un plan plurianual para reducir nuestra huella de carbono operativa y la aplicación de nuestra propia cartera de soluciones basadas en la naturaleza (“NBS”, por sus siglas en inglés).

Alejandro Chernacov
Director y Subdelegado



En 2021, generamos una curva de costes de abatimiento de carbono, que incluía el análisis técnico del potencial de reducción de carbono y la cuantificación de los costes. A partir de esta curva, trazamos un Plan de Reducción de Emisiones de GEI a cinco años basado en la priorización de los proyectos seleccionados en función de su potencial de reducción de carbono y su rentabilidad.

Se prevé que nuestro plan para reducir nuestra huella operativa conduzca a una reducción de nuestras emisiones totales de alcance 1 y 2, de 417,000 toneladas de CO₂e en 2020 a 265,000 toneladas de CO₂e en 2026. Esto implica una reducción del 35% en niveles absolutos, al tiempo que estimamos duplicar la producción de hidrocarburos en el mismo periodo. Este plan implica una reducción del 75% en la intensidad del carbono, pasando de 39 kilogramos de CO₂e por boe (KgCO₂e/boe) en 2020 a una previsión de 9 kgCO₂e/boe en 2026. En 2022, registramos una intensidad de emisiones de GEI de 18 kgCO₂e/boe en el año, lo que supone una reducción del 25% frente a los 24 kgCO₂e/boe de 2021, mientras que en el cuarto trimestre de 2022 la intensidad de las emisiones de GEI fue de 14 kgCO₂e/boe.

Creemos que hemos diseñado un portafolio NBS diversificado -en términos de geografía, tipo de proyecto y modelo operativo, el cual debería permitirnos compensar las emisiones residuales de nuestra explotación mediante la captura de carbono en el suelo y los bosques. Durante 2022 creamos Aike NBS S.A.U., una subsidiaria de Vista, creada para diseñar, gestionar y ejecutar nuestros proyectos de compensación de carbono, la cual cuenta con expertos locales de primer nivel. En 2022 iniciamos con la ejecución de proyectos NBS en Argentina, tales como:

- adquirimos 3,322 ha en Corrientes, donde iniciamos un proyecto de aforestación, reforestación y revegetación ("ARR"). Durante 2022, plantamos 1,080 ha, y estamos planeando plantar aproximadamente 1,200 ha en 2023;
- firmamos un contrato de ganadería sustentable con un propietario de tierras en Santa Fe que abarca aproximadamente 1,900 ha;
- firmamos un acuerdo de agricultura sostenible con un propietario de tierras en Santa Fe, Córdoba, Buenos Aires y Río Negro, por un total de 1.900 ha; y
- firmamos un compromiso vinculante de compra de aproximadamente 5,000 ha. en Salta para un proyecto REDD+, es decir Reducción de Emisiones de por Deforestación y Degradación forestal, así como el rol de conservación, manejo sustentable e incremento de las reservas forestales de carbono.

Creemos que las NBS son la alternativa de eliminación de carbono más factible, probada, eficiente y escalable. Mediante el desarrollo de una cartera de NBS de primer nivel, esperamos generar al menos 265,000 toneladas de créditos de carbono para compensar las emisiones restantes de nuestro negocio principal y cumplir nuestra ambición estratégica de llegar a cero emisiones netas.

Política de salud y seguridad

La implementación de procedimientos adicionales de seguridad en nuestras operaciones con el objeto de ser consistentes con nuestra Política—incluyendo capacitación, permisos de trabajo, auditorías internas, simulacros, reuniones de seguridad en los sitios, análisis de la seguridad en el trabajo y evaluación de riesgos—, ha conducido a la disminución del número de incidentes de seguridad en los que se ve involucrado nuestro personal.

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

En el 2022, nuestro TRIR fue de 0.86 (en base a 3.5 millones de horas de trabajo) en comparación con 0.29 en 2021 (en base a 3.5 millones de horas de trabajo) y 0.38 en 2020 (2.6 millones de horas de trabajo).

Alejandro Chernacov
Director y Subdelegado



Durante los años terminados el 31 de diciembre de 2022, 31 de diciembre de 2021 y 31 de diciembre de 2020, no registramos ningún fallecimiento debido a accidentes de trabajo en nuestros espacios.

Litigios

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

Dentro del curso habitual de sus operaciones, Vista Argentina puede estar sujetos a diversas acciones, reclamaciones y procedimientos que surjan en el curso normal de los negocios, incluidos asuntos laborales, comerciales, ambientales, y de salud y seguridad, entre otros. Por ejemplo, en ocasiones, Vista Argentina recibe notificaciones enviadas por las diversas autoridades de aplicación en relación con el cumplimiento de ciertos asuntos ambientales, de salud y/o de seguridad. Actualmente no es posible determinar si alguno de estos asuntos tendrá un efecto adverso significativo en su situación financiera, resultados de operación o liquidez en términos consolidados.

Alejandro Chernacov
Director y Subdelegado



FACTORES DE RIESGO

Antes de invertir en las Obligaciones Negociables, los inversores deben considerar detenidamente los riesgos descriptos 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 independientes 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 descriptos 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, colección, tratamiento 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, o la construcción de carreteras para acceder a los yacimientos, obras relacionadas con terceros, bloqueos de carretera, cumplimiento de las regulaciones gubernamentales (incluyendo cualquier retraso en la obtención de los permisos necesarios), incendios, explosiones, estallidos, fallas en tuberías, formaciones presurizadas anormalmente y riesgos medioambientales, tales como derrames de petróleo, fugas de gas, rupturas, descargas de gases tóxicos o desastres naturales que nos pudieran impedir el acceso a los yacimientos. 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 y la regulación de los precios internacionales del petróleo.

La mayor parte de nuestros ingresos en Argentina proceden de las ventas de petróleo y gas natural. 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, 2020, 2021 y 2022, con precios promedio de US\$43,21/bbl, US\$ 70,68/bbl US\$ 92,70/bbl y respectivamente.

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

Alejandro Chernacov
Director y Subdelegado



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 demanda y se mantiene por sobre US\$35/bbl desde el primero de junio hasta la fecha de publicación del presente Prospecto. Durante la segunda mitad de 2020, el Brent se mantuvo en un precio promedio de US\$44,3/bbl, llevando a un precio promedio anual de US\$43,2/bbl durante 2020. En los meses de enero, junio y diciembre del 2021, el precio del crudo Brent fue de US\$ 65,41/bbl, US\$ 76,94 y de US\$ 74,17, respectivamente. En los últimos meses, el gobierno argentino intervino indirectamente en el mercado para mantener los precios del crudo local artificialmente bajos con el fin de evitar un mayor aumento de la inflación. El precio promedio del Brent en 2022 fue de \$99.0/bbl.

Asimismo, el 24 de febrero de 2022, el gobierno ruso anunció el inicio de una "operación militar especial" que comenzó con una invasión sobre el territorio de Ucrania. De este modo, se creó un conflicto bélico de gran magnitud entre ambos países que, al día de hoy, sigue intensificándose. Como respuesta a la invasión, la comunidad internacional ha aplicado fuertes sanciones contra sectores de la economía, empresas, personas, asociaciones deportivas y culturales de Rusia. Aunque Rusia afirma estar preparada para hacer frente a estas sanciones, el rublo ha perdido cerca de un tercio de su valor desde el comienzo de la invasión, se han introducido controles de cambio y restricciones al comercio de títulos valores y se prevé una fuerte caída en todos los sectores de la economía. El desarrollo del conflicto militar, así como su expansión a otras regiones o la incorporación de nuevos participantes y los efectos de las sanciones a Rusia podrían tener un impacto negativo en la economía europea (incluyendo, especialmente, el aumento de los valores de energía) y, en consecuencia, repercutir negativamente en la economía mundial. A la fecha del presente Prospecto, se están llevando a cabo negociaciones entre ambos países en Estambul, Turquía. Sin embargo, hasta el día de la fecha, las mismas no han sido fructíferas y es incierto el desenlace que tendrá el conflicto y su potencial impacto en la economía mundial.

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 las Obligaciones Negociables.

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

Alejandro Chernacov
Director y Subdelegado



el mercado interno durante un periodo prolongado (o si los precios de ciertos productos no coinciden con los aumentos de costos), podría provocar una disminución en la viabilidad económica de nuestros proyectos de perforación.

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

Estos factores también podrían llevar a cambios en nuestros planes de desarrollo, lo que podría ocasionar una pérdida de reservas probadas desarrolladas y reservas probadas no desarrolladas, 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. Por ejemplo, los esfuerzos de la Reserva Federal de EE UU y de otros Bancos Centrales a nivel mundial para contener la inflación mediante el incremento en las tasas de interés, podría provocar un menor crecimiento económico e incluso una recesión económica en determinadas economías o a nivel mundial. Esto podría tener un efecto adverso sobre la demanda y precio del crudo y por lo tanto afectar de forma negativa a nuestro negocio. Aunque la demanda aumentó en el pasado, en los últimos años se ha contraído (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 alcanzará los 99,9 MMbbl/d durante el 2022 en comparación con los 96,4 MMbbl/d del 2021 (representando un incremento de 3,5 MMbbl/d durante el año 2022 y una caída de 8,3 MMbbl/d durante el año 2021). Para el año terminado el 31 de diciembre de 2021, el 91% 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.

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 afectar nuestra capacidad para pagar deuda financiera y 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.

Alejandro Chernacov
Director y Subdelegado



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 encuentran en vigor dado que la vigencia establecida para el 13 de noviembre de 2019 no fue extendida.

La Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva N° 27.541 (la "**Ley de Solidaridad**"), vigente desde diciembre de 2019, establece que el Poder Ejecutivo de la Argentina está facultado para fijar los derechos de exportación hasta un máximo del 33% de los bienes exportados hasta el 31 de diciembre de 2021. La Ley de Solidaridad también estableció un tope del 8% para los derechos de exportación de hidrocarburos y productos mineros.

El 19 de mayo de 2020, el Gobierno argentino emitió el Decreto No. 488/2020, modificado según los Decretos 783/2020, 965/2020, 35/2021, 229/2021 y 245/2021. A través de esta regulación se establecieron las siguientes medidas (entre otras):

Alejandro Chernacov
Director y Subdelegado



- (i) Hasta el 31 de diciembre de 2020, el precio base para el petróleo crudo en el mercado local se estableció en 45 US\$/bbl (usando como referencia el petróleo crudo “Medanito”) a ser ajustado para cada tipo de petróleo crudo y puerto de entrada, siendo el precio a ser aplicado para el cálculo de las regalías bajo la Ley de Hidrocarburos.
- (ii) Además, la Secretaría de Energía podrá controlar que los productores cumplan con el Plan Anual de Inversiones requerido por el artículo 12 del Anexo al Decreto No. 1277/12, y podrá aplicar, de ser necesario, las sanciones aplicables.
- (iii) Mientras estas medidas fueron efectivas, las refinerías y comercializadores fueron obligados a adquirir su demanda de petróleo crudo por parte de productores locales. Además, las compañías integradas, las refinerías y los comercializadores no podían importar productos que se encuentren disponibles para la venta o para su procesamiento en el mercado local.
- (iv) Derechos de exportación fueron establecidos para ciertos productos de hidrocarburos: (i) 0% de alícuota para los derechos de exportación en el caso de que el precio internacional sea igual o menor al “valor base” (USD 45/bbl); (ii) 8% de alícuota para los derechos de exportación en el caso de que el precio internacional sea igual o superior al valor de referencia (USD 60/bbl); y (iii) cuando el referido precio internacional resulte superior a US\$ 45/barril e inferior a USD 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%.

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

No hay certeza de que 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 *stand-alone* (como es el caso de Argentina según la definición de MSCI Inc.), ha afectado al sector del petróleo y el gas. Durante el año 2021, el valor del Peso se redujo de AR\$ 83,5 a 101,75 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. 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/ 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.

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.

Alejandro Chernacov
Director y Subdelegado



El conflicto que involucra a Rusia y Ucrania, y las sanciones y restricciones económicas y comerciales nuevas, adicionales y/o reforzadas que han sido impuestas por varios países, podrían tener un efecto material adverso en nuestro negocio, situación financiera y resultados de las operaciones.

El conflicto que involucra a Rusia y Ucrania ha tenido recientemente, y probablemente seguirá teniendo, efectos económicos globales significativos, incluyendo un impacto en los precios de las materias primas, especialmente en lo que respecta a los precios internacionales del petróleo crudo y el gas, que han aumentado significativamente en febrero y marzo de 2022. Además, el conflicto ha dado lugar a la imposición de sanciones y restricciones económicas y comerciales dirigidas a Rusia y a determinados sectores económicos y empresas rusas por parte de Estados Unidos, la Unión Europea, el Reino Unido y otros grandes países. La severidad de estas sanciones puede aumentar y podría contribuir a una escasez de materias primas y productos básicos, lo que a su vez podría generar mayores niveles de inflación y ocasionar interrupciones en la cadena global de suministro. Las interrupciones en la cadena global de suministro podrían afectar especialmente al sector energético, y podrían crear dificultades en la cadena de suministro en los mercados locales.

Debido a las incertidumbres inherentes a la escala y duración de este conflicto y a sus efectos directos e indirectos, no es posible estimar razonablemente el impacto que este conflicto tendrá en la economía mundial y en los mercados financieros, en las economías de los países en los que operamos y, en consecuencia, en nuestro negocio, situación financiera y resultados de las operaciones.

También, nuestros ingresos y nuestra rentabilidad dependen en gran medida de los precios que recibimos por nuestras ventas de petróleo y gas natural. Los precios del petróleo son especialmente sensibles a las amenazas reales y percibidas a la estabilidad política mundial y a los cambios en la producción de petróleo en, y el suministro de petróleo de varios países clave, incluida Rusia. El conflicto ha provocado un aumento de los precios internacionales del petróleo, lo que genera un incremento transitorio de los ingresos de las empresas de upstream en todo el mundo. Además, también ha provocado un incremento en la volatilidad de las materias primas en general y de los precios de los hidrocarburos en particular. No podemos predecir si esta volatilidad conducirá a un aumento futuro de los precios o, si por el contrario provocará un descenso generalizado de la actividad económica o en los precios del petróleo y afectar negativamente a nuestra rentabilidad. Las recientes subidas de los precios del petróleo podrían provocar una transición acelerada hacia otras fuentes de energía y provocar una caída imprevisible de los precios a mediano y largo plazo, lo que a su vez podría afectar negativamente a nuestro negocio, situación financiera y resultados de las operaciones. Dichos aumentos de precios también podrían llevar a la escasez de energía y a una cantidad cada vez mayor de la población mundial, incluyendo en Argentina, sin acceso al suministro de energía. También podría dar lugar a una nueva regulación por parte del gobierno argentino para desvincular aún más los precios nacionales de la energía de los internacionales, o restringir las exportaciones relacionadas con la energía, desde Argentina, lo que afectaría a nuestro negocio. Además, los cambios en los precios y en la demanda de petróleo a nivel mundial podrían provocar una agitación en el sistema financiero mundial y, a su vez, afectar materialmente a nuestro negocio, situación financiera y resultados de las operaciones.

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

Actualmente nos beneficiamos de ciertas subvenciones concedidas a los productores de gas natural, como el Plan de Promoción de la Producción de Gas Natural Argentino – Esquema de Oferta y Demanda 2020-2024 conocido como el “*Plan Gas IV*”. Este programa de subvenciones fue aprobado por el gobierno argentino mediante el Decreto No. 852/2020 (modificado recientemente por el Decreto No. 730/2022) para ofrecer incentivos económicos destinados a aumentar la producción nacional de gas. En este sentido, el gobierno emitió una serie de normas complementarias para ejecutar Plan Gas IV. El 15 de diciembre de 2020, la Secretaría de Energía emitió la Resolución No. 391/2020, adjudicando los volúmenes y precios licitados en el marco del Plan Gas IV. El volumen base adjudicado a Vista en la licitación fue de 0.86 MMm³/d (30.4 millones de pies cúbicos/día) a un precio medio anual de US\$3.29 por millón de BTU por un plazo de cuatro años a partir del 1 de enero de 2022.

El 29 de diciembre del 2020, la Secretaría de Energía emitió la resolución No. 447/2020, por la cual se modifican determinados aspectos de la Resolución 391/2020. Se modificó el volumen base adjudicado a Vista en licitación a 0.85MMm³/d, manteniendo el promedio del precio anual.

Alejandro Chernacov
Director y Subdelegado



No podemos asegurar que cualquier cambio en el Plan Gas IV, o regulación adicional, no afectará adversamente nuestros resultados de operaciones. La restricción o eliminación de los subsidios afectaría negativamente el precio de venta de nuestros productos y por lo tanto resultaría en una disminución de nuestros ingresos.

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

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

Hemos financiado, y esperamos seguir financiando, nuestros gastos de capital con efectivo generado por las operaciones existentes y efectivo existente. Sin embargo, en determinados escenarios (por ejemplo, una baja en los precios del petróleo) 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, los resultados de las operaciones y el valor de mercado de las Obligaciones Negociables.

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 las Obligaciones Negociables podrían verse afectados negativamente.

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

Alejandro Cherniakov
Director y Subdelegado



La información al 31 de diciembre de 2021 relativa a nuestras Reservas Probadas deriva de estimaciones al 31 de diciembre del 2021, 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 las Obligaciones Negociables.

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 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 las Obligaciones Negociables.

Es posible que no podamos adquirir, desarrollar o explotar nuevas reservas lo cual podría disminuir el volumen de nuestras reservas con el tiempo, y a su vez, 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

Alejandro Chernacov
Director y Subdelegado



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 las Obligaciones Negociables 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.

En particular, la mayor parte de nuestra producción de crudo se transporta desde la Cuenca Neuquina a través del sistema de oleoductos de Oldelval hasta Bahía Blanca, desde donde se envía a refinerías en Argentina o a instalaciones portuarias para su exportación. Este oleoducto se encuentra operando cerca de su capacidad máxima. Adicionalmente, las instalaciones de exportación de Puerto Rosales, propiedad de Oiltanking Ebytem, también se encuentran operando cerca de su máxima capacidad. Aunque Oldelval ha identificado varios proyectos para ampliar su capacidad de transporte, si la producción de Vaca Muerta crece a un ritmo mayor que dichas ampliaciones de capacidad, una posible falta de capacidad de transporte podría limitar nuestra producción y, por tanto, afectar negativamente a nuestra situación financiera y a los resultados de las operaciones.

Distintos acontecimientos 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, incluido el de no encontrar yacimientos de petróleo o gas comercialmente productivos. El costo de la perforación, terminación y explotación de los pozos es a menudo incierto y las operaciones de perforación pueden reducirse, retrasarse o cancelarse, o resultar más costosas, como resultado de una serie de factores, entre ellos: (i) condiciones de perforación inesperadas; (ii) presiones o irregularidades inesperadas en las formaciones; (iii) fallos en los equipos o accidentes; (iv) retrasos en la construcción; (v) accidentes o fallos de estimulación hidráulica; (vi) condiciones meteorológicas adversas (vii) acceso restringido al terreno para la perforación o el tendido de tuberías; (viii) defectos en la titularidad; (ix) falta

Alejandro Chernacov
Director y Subdelegado



de disponibilidad de instalaciones de captación, transporte, transformación, fraccionamiento, almacenamiento, refinado o exportación; (x) falta de capacidad disponible en los oleoductos de interconexión; (xi) el acceso, el costo y la disponibilidad de los equipos, servicios, recursos y personal necesarios para llevar a cabo nuestras actividades de perforación, terminación y explotación; y (xii) los retrasos impuestos por el cumplimiento de los requisitos medioambientales y otros requisitos gubernamentales o reglamentarios.

Nuestras futuras actividades de perforación podrían no tener éxito y, en caso de no tenerlo, nuestras reservas probadas y la producción disminuirían, lo que podría tener un efecto adverso en nuestros futuros resultados de operaciones y situación financiera. Si bien todas las perforaciones, ya sean de desarrollo, de extensión o exploratorias, implican estos riesgos, las perforaciones exploratorias y de extensión implican mayores riesgos de pozos secos o de no encontrar cantidades comerciales de hidrocarburos. Si no tenemos éxito en nuestras actividades de exploración y de perforación, es posible que no podamos reemplazar las reservas consumidas como consecuencia de nuestra producción y, por lo tanto, nuestra producción podría disminuir con el tiempo, lo cual podría afectar adversamente nuestra condición financiera y los resultados de nuestras operaciones.

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 fondos.

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

Alejandro Chernacov
Director y Subdelegado



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 estuvo 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 2018, 2019 y 2020, la energía eléctrica procedente de fuentes renovables representaba el 4,6%, el 8,2% y el 9,7% de la demanda total, respectivamente.

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.

Asimismo, 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

Alejandro Cherniacov
Director y Subdelegado



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.

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

El cambio climático plantea nuevos retos y oportunidades para nuestro negocio. Los efectos físicos del cambio climático, como el aumento de la temperatura y del nivel del mar y las fluctuaciones del nivel del agua, entre otros, también podrían afectar negativamente nuestras operaciones y cadenas de suministro.

Debido a la preocupación por el riesgo del cambio climático, varios países han adoptado, o están considerando adoptar, nuevos requisitos normativos para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, como los impuestos sobre el carbono, el aumento de las normas de eficiencia o la adopción de regímenes de tope y comercio. Una normativa medioambiental más estricta puede dar lugar a la imposición de costos asociados a las emisiones de GEI, ya sea a través de los requisitos de las agencias medioambientales relativos a las iniciativas de mitigación, los costos de cumplimiento y las restricciones operativas, y/o a través de otras medidas normativas como la imposición de emisiones de GEI y la creación en el mercado de limitaciones a las emisiones de GEI que tienen el potencial de aumentar nuestros costos operativos.

Esperamos que una parte cada vez mayor de nuestras emisiones de GEI pueda estar sujeta a regulación, lo que supondrá un aumento de los costos de cumplimiento y de las restricciones operativas. Los reguladores pueden tratar de limitar determinados proyectos de petróleo y gas, o dificultar la obtención de los permisos necesarios. Además, los activistas del clima a lo largo del mundo están desafiando la concesión de permisos regulatorios nuevos y existentes. Esperamos que estos desafíos continúen y puedan retrasar o prohibir las operaciones en ciertos casos.

En diciembre de 2021, anunciamos nuestra intención de llegar a cero emisiones netas (“*net zero*”, en inglés) de GEI de alcance 1 y 2 en 2026. Nuestro plan combina una reducción del 35% de las emisiones absolutas de GEI de nuestra actividad con el desarrollo de nuestra cartera de soluciones basadas en la naturaleza para compensar las emisiones residuales. Alcanzar nuestro objetivo de llegar a ser *net zero* sobre todas las emisiones de nuestras operaciones podría suponer costos adicionales.

También esperamos que las acciones de los clientes para reducir sus emisiones sigan reduciendo la demanda de hidrocarburos y sus subproductos, y afecten potencialmente a los precios del petróleo y el gas, por ejemplo, si los hogares siguen migrando a vehículos eléctricos, si el transporte público se migra a electricidad u otros combustibles renovables, si la generación de energía sigue migrando a fuentes más limpias para producir electricidad, o si el hidrógeno o las fuentes alternativas de energía verde se adoptan a gran escala. Esto podría ser un factor que contribuya a la constitución de provisiones adicionales para nuestros activos y dar lugar a una disminución de los beneficios, a la cancelación de proyectos, acceso reducido a capital y al posible deterioro de determinados activos.

Además, las leyes medioambientales que puedan aplicarse en el futuro podrían aumentar los riesgos de litigio y tener un efecto material adverso para nosotros. Por ejemplo, en 2019, el Congreso argentino promulgó la Ley N° 27,520 de Normas Mínimas de Adaptación y Mitigación del Cambio Climático Global, que se centró en la implementación de políticas, estrategias, acciones, programas y proyectos que puedan prevenir, mitigar o minimizar los daños o impactos asociados al cambio climático. Si se adoptaran requisitos adicionales en Argentina, estos requisitos podrían aumentar nuestros costos de producción (incluidos los costos relacionados con el cumplimiento, como los relativos a la supervisión o la reducción de las emisiones) y repercutir negativamente en nuestra competitividad, y también podrían desplazar la demanda de hidrocarburos hacia fuentes relativamente más bajas en carbono, como las energías renovables.

El cumplimiento de los cambios legales y reglamentarios relacionados con el cambio climático establecidos por el gobierno argentino, incluidos los resultantes de la aplicación de tratados internacionales, podría aumentar en el futuro de los costos de explotación, mediante impuestos adicionales sobre las emisiones o las ventas de hidrocarburos o productos refinados, o requisitos técnicos relacionados con la medición o el control de las emisiones. Estos acontecimientos afectarían negativamente nuestra situación financiera, los resultados de las operaciones y el valor de mercado de las Obligaciones Negociables.

Alejandro Chernacov
Director y Subdelegado



Otros riesgos asociados al cambio climático incluyen el incremento de los conflictos con los propietarios de tierras y las comunidades locales, las dificultades para contratar y retener al personal y la mayor dificultad para acceder a la tecnología. Algunos inversionistas también han decidido desprenderse de sus inversiones en empresas de que se dedican a la extracción de combustibles fósiles. Si esto continuara, podría tener un efecto material adverso en el precio de nuestros valores y en nuestra capacidad para acceder a los mercados de capitales. Los grupos de interés también están presionando a los bancos comerciales y de inversión para que dejen de financiar a las empresas de combustibles fósiles. Según informes de prensa, algunas instituciones financieras han empezado a limitar su exposición a proyectos de combustibles fósiles. En consecuencia, nuestra capacidad de utilizar la financiación para este tipo de proyectos futuros puede verse afectada negativamente. 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 el funcionamiento de nuestro negocio, afectando negativamente a 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.

Si no logramos satisfacer el ritmo y el alcance de las cambiantes demandas de energía de bajas emisiones de la sociedad en su transición energética, podríamos fracasar en el sostenimiento y desarrollo de nuestro negocio.

El ritmo y el alcance de la transición energética podrían suponer un riesgo para la empresa si nuestra propia transición hacia la descarbonización avanza a una velocidad diferente a la de la sociedad. Si somos más lentos que la sociedad, nuestra reputación podría verse afectada y los clientes podrían preferir a otro proveedor, lo que repercutiría negativamente en la demanda de nuestros productos de hidrocarburos, incluido el valor de mercado de nuestra superficie no convencional y los recursos asociados que esperamos desarrollar en el futuro. Si avanzamos más deprisa que la sociedad, corremos el riesgo de invertir en tecnologías, mercados o productos bajos en carbono que no tengan éxito porque la demanda es limitada. Si no conseguimos adecuar nuestro plan para hacer frente a los problemas relacionados con el cambio climático, podríamos tener un efecto negativo importante en nuestros ingresos, flujos de caja y situación financiera.

Alejandro Cherniakov
Director y Subdelegado



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.

Además, las condiciones climáticas adversas podrían afectar negativamente a la economía argentina. Las consecuencias de la sequía de 2022/2023 en Argentina han afectado significativamente la producción agrícola. Se espera que la producción de soja, maíz y trigo disminuya aproximadamente un 40% interanual, lo que se traduciría en una contracción prevista del PIB de entre el 3% y el 3.5% durante 2023, según varios analistas económicos. Además, se espera que la reducción de las entradas de divisas sea de aproximadamente US\$16,000 millones, debido a las menores exportaciones. Los ingresos fiscales también se verán afectados, debido a los menores impuestos a la exportación (según varios analistas económicos, la estimación actual es de aproximadamente US\$5,000 millones menos de ingresos fiscales, o el 1% del PIB). Esto podría tener un impacto negativo en la macroeconomía argentina (que ya tenía altos niveles de inflación y pobreza previos a la sequía), y por lo tanto podría afectar negativamente nuestras operaciones y resultados financieros si el empeoramiento de la situación macroeconómica conduce a una crisis financiera

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 fondos.

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. Tal escasez e incrementos en los costos podría afectar adweramente nuestra condición financiera y nuestro negocio.

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.

Alejandro Chernacov
Director y Subdelegado



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. Por ejemplo, varias de nuestras operaciones se llevan a cabo en la provincia de Neuquén, Argentina. Las comunidades locales, incluidas las indígenas, han emprendido diversas formas de protesta contra las actividades empresariales en general, incluidas las del petróleo y el gas. 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 podemos 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.

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

Alejandro Chernacov
Director y Subdelegado



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 2018, debido a los efectos de la Combinación Inicial de Negocios. De igual manera, nuestros resultados de operación para los años terminados el 31 de diciembre de 2020 y de 2021 no son directamente comparables con nuestros resultados de operación para el año terminado el 31 de diciembre de 2019, debido a los efectos de la Combinación Inicial de Negocios.

La información financiera histórica en este Prospecto y el rendimiento y la experiencia pasados de nuestro equipo de administración pueden no ser indicativos de los 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 Argentina 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 Anuales incluidos o referidos en otras secciones de este Prospecto.

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, que hemos desarrollado, junto con las desarrolladas por nuestros principales proveedores de servicios. Los riesgos a los que nos enfrentamos al perforar pozos horizontales incluyen, pero no se limitan a los siguientes: (i) ubicar el pozo en el horizonte de navegación determinado; (ii) permanecer en el horizonte de navegación deseado mientras se perfora horizontalmente a través de la formación; (iii) colocar las cañerías a lo largo de todo pozo incluyendo el tramo horizontal; y (iv) 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 siguiente: (i) la capacidad de estimular la cantidad planificada de etapas; (ii) la capacidad de manejar los equipos y herramientas

Alejandro Chernacov
Director y Subdelegado



a lo largo de todo el pozo durante las operaciones de terminación; y (iii) la capacidad de limpiar con éxito el pozo después de completar la fase final de estimulación hidráulica.

Eventuales problemas o fallas en nuestras técnicas de perforación y terminación podrían afectar adversamente nuestro negocio, los resultados de operación y la situación financiera.

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 2022, 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 fondos 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.

La industria del petróleo y el gas es competitiva y nuestra capacidad para alcanzar nuestros objetivos estratégicos depende de nuestra capacidad para competir con éxito en el mercado.

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

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

Debemos alcanzar ciertos objetivos para proteger los derechos de explotación en nuestras concesiones.

Para mantener nuestros derechos de explotación en nuestras concesiones, debemos alcanzar ciertos objetivos, incluidos los compromisos de inversión, relacionados con la perforación y la producción en determinados periodos, tal y como se establece en los acuerdos correspondientes. Los costos de explotación y mantenimiento pueden aumentar significativamente debido a las condiciones adversas del mercado local o internacional, incluida la recesión local, la volatilidad de las divisas o los elevados costos de financiamiento, lo que podría impedirnos

Alejandro Chernacov
Director y Subdelegado



cumplir nuestros compromisos en virtud de dichos acuerdos en términos comercialmente razonables o en absoluto, lo que podría obligarnos a renunciar a nuestros intereses en dichas áreas.

Si no logramos cumplir estos objetivos, renovar nuestros acuerdos, mantener nuestras operaciones en estas concesiones o conseguir otras nuevas, nuestra capacidad para hacer crecer nuestro negocio puede verse materialmente afectada.

Nuestra capacidad para expandir nuestro negocio dependerá de cómo reaccionemos ante las fuerzas de la competencia.

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

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: (i) operar una organización combinada más grande y añadiendo operaciones; (ii) dificultades en la incorporación de los activos y operaciones del negocio adquirido, especialmente si los activos adquiridos se encuentran en una nueva área geográfica; (iii) riesgo de que las reservas de petróleo y gas natural adquiridas no sean de la magnitud prevista o no se desarrollen según lo previsto; (iv) pérdida de empleados clave en el negocio adquirido; (v) incapacidad para obtener un título satisfactorio sobre los activos, concesiones o intereses de participación que adquirimos; (vi) una

Alejandro Chernacov
Director y Subdelegado



disminución en nuestra liquidez si utilizamos una porción de nuestro efectivo disponible para financiar adquisiciones; (vii) un aumento significativo en nuestros gastos financieros o apalancamiento financiero si incurrimos en deuda adicional para financiar adquisiciones; (viii) no alcanzar la rentabilidad o el crecimiento esperados; (ix) no conseguir las sinergias y los ahorros de costos esperados; (x) coordinar organizaciones, sistemas e instalaciones geográficamente alejadas; y (xi) coordinar o consolidar las funciones corporativas y administrativas.

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

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

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

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

Nuestros resultados de operación están expuestos a las fluctuaciones del Peso contra el Dólar u otras monedas que podrían afectar adversamente nuestro negocio y resultados de operación. El valor del Peso ha experimentado fluctuaciones significativas en el pasado. Los principales efectos de la depreciación o devaluación del Peso Argentino contra el Dólar estarían en (a) los precios realizados del crudo, dado que los precios de la gasolina en Argentina están denominados en la moneda local y las variaciones significativas del tipo de cambio limitan la capacidad de las refinerías para trasladar dichas variaciones a los usuarios finales, y (b) nuestros gastos denominados en Dólares. Adicionalmente, 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.

Por ejemplo, en el caso de Argentina, al 31 de diciembre de 2021, el tipo de cambio se ubicó en 102,72 Pesos por cada 1 Dólar, una depreciación del 14,7% respecto al valor registrado al 31 de diciembre de 2020, según el tipo de cambio publicado por el BCRA. El valor del Peso frente a otras monedas depende, entre otros factores, del nivel de reservas internacionales que mantiene el BCRA, las cuales también han mostrado importantes fluctuaciones en los últimos años, así como de las políticas fiscales y monetarias adoptadas por el Gobierno argentino. El entorno macroeconómico argentino, en el que operamos, se vio afectado por la continua devaluación del Peso, que a su vez tuvo un impacto directo en nuestra posición financiera y económica.

Alejandro Chernacov
Director y Subdelegado



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 2021, no éramos el operador de la concesión de Acambuco en Argentina. En esos 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 de las operaciones.

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 2021, 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.

Alejandro Chernacov
Director y Subdelegado



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, una porción de nuestra deuda se relaciona con nuestras obligaciones bajo el Préstamo Sindicado, las cuales están garantizadas por Vista Energy, S.A.B. de C.V., Aluvional S.A., Vista Energy Holding I SA de CV (en adelante "Vista Holding I") y Vista Energy Holding II SA de CV (en adelante "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 Energy, 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 Energy, S.A.B. de C.V. y los demás Garantes para: (i) crear gravámenes sobre sus activos para garantizar deuda; (ii) disponer de sus bienes; (iii) fusionarse o consolidarse con otra persona o vender o de otra manera disponer de todos o substancialmente todos sus o nuestros activos; (iv) cambiar su o nuestra línea de negocio existente; (v) declarar o pagar dividendos o devolver capital, salvo ciertos pagos limitados; (vi) realizar ciertas inversiones en valores y capital social, entre otros; (vii) realizar transacciones con afiliadas; (viii) cambiar nuestras prácticas de contabilidad existentes (excepto si es requerido o permitido por la ley aplicable y las reglas de contabilidad); y (ix) Modificar o dar por terminados los documentos organizativos de Vista Argentina o cualquier Garante.

Asimismo, en virtud del Préstamo Sindicado, Vista Energy, 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 ciertos indicadores financieros dentro de los límites especificados. Estos coeficientes incluyen: (i) Deuda total consolidada / EBITDA consolidado; y (ii) 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

Alejandro Chernacov
Director y Subdelegado



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 fondos 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 fondos 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 2022 a marzo 2023 se firmó el 26 de abril de 2022 con un modificatorio en 20 de julio de 2023. A la fecha del presente reporte anual, se están celebrando audiencias públicas para debatir un convenio colectivo para el periodo comprendido entre abril de 2023 y marzo de 2024. 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 fondos y/o expectativas.

Alejandro Chernacov
Director y Subdelegado



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. El 5 de marzo de 2021, la "FCA" anunció que todos los índices del LIBOR, que son relevantes para nosotros, dejarán de publicarse o dejarán de ser representativos después del 30 de junio de 2023. El anuncio de la FCA coincide con el anuncio del 5 de marzo de 2021 del administrador del LIBOR, ICE Benchmark Administration Limited (la "**IBA**"), en el que se indica que, al no tener acceso a los datos que son necesarios para calcular los índices del LIBOR después del 30 de junio de 2023, la IBA tendría que dejar de publicar dichos tenores del LIBOR inmediatamente después de la última publicación del 30 de junio de 2023.

Estos anuncios significan que cualquiera de nuestros préstamos basados en el LIBOR que se extienda más allá del 30 de junio de 2023 tendrá que convertirse a un tipo de interés de sustitución. En Estados Unidos, el Alternative Reference Rates Committee (el "**ARRC**"), un comité de entidades del sector privado con miembros de oficio del sector oficial convocado por el Consejo de la Reserva Federal y el Banco de la Reserva Federal de Nueva York, ha recomendado el Secured Overnight Financing Rate ("**SOFR**") más un ajuste de diferencial recomendado como sustituto del LIBOR. Existen diferencias significativas entre el LIBOR y el SOFR, ya que el LIBOR es un tipo de préstamo no garantizado, mientras que el SOFR es un tipo de préstamo garantizado, y el SOFR es un tipo a un día, mientras que el LIBOR refleja los tipos de interés a plazo con diferentes vencimientos. Una transición de y/o cambios en el tipo de interés de referencia LIBOR podría afectar negativamente a nuestro negocio, situación financiera, liquidez y resultados de las operaciones. Si nuestros préstamos basados en el LIBOR se convierten en SOFR, las diferencias entre el LIBOR y el SOFR, más el ajuste del diferencial recomendado, podrían dar lugar a costos de intereses más altos que si el LIBOR siguiera estando disponible, lo que podría tener un efecto adverso importante en nuestros resultados operativos. Aunque el SOFR es el tipo de sustitución recomendado por la ARRC, también es posible que los prestamistas elijan tipos de sustitución alternativos que puedan diferir del LIBOR de forma similar al SOFR o de otras formas que nos supongan mayores costos de intereses. Todavía no es posible predecir la magnitud del fin del LIBOR en nuestros costos de endeudamiento, dada la incertidumbre restante sobre los tipos que sustituirán al LIBOR. Cualquiera de estas propuestas o consecuencias podría tener un efecto material adverso en nuestros costos de financiación.

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.

Las condiciones económicas argentinas dependen de diversos factores, incluyendo (sin limitación) los siguientes: (i) los precios internacionales de las principales *commodities* exportados; (ii) estabilidad y competitividad del Peso con respecto a las monedas extranjeras; (iii) competitividad y eficiencia de las industrias y servicios nacionales; (iv) los niveles de consumo interno, de inversión y financiación local e internacional; (v) los niveles de inflación; (vi) los cambios en las políticas económicas o fiscales aplicadas por el gobierno argentino; (vii) los conflictos laborales y los paros; (viii) el nivel de gasto del gobierno argentino y la capacidad de mantener el

Alejandro Chernacov
Director y Subdelegado



equilibrio fiscal; (ix) las tasas de interés y controles salariales y/o de precios; y (x) el nivel de desempleo, la inestabilidad política y las tensiones sociales.

La economía argentina es también especialmente sensible a la evolución política local. En Argentina se celebran elecciones presidenciales cada cuatro años y elecciones legislativas cada dos años, que dan lugar a la renovación parcial de ambas cámaras del Congreso. Las próximas elecciones presidenciales y legislativas están previstas para octubre de 2023, en las que (i) se elegirá al Presidente de la Nación; (ii) se elegirá al Jefe de Gobierno de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires y a los gobernadores de 21 provincias; (iii) se renovará la mitad de la Cámara de Diputados de la Nación; (iv) se renovará un tercio del Senado de la Nación; y (v) se elegirán los cargos de legisladores provinciales, intendentes y concejales municipales. En este sentido, según el informe emitido por el FMI el 7 de octubre de 2022, la economía argentina presenta riesgos muy elevados que se incrementarán con la proximidad de las elecciones presidenciales de 2023. La persistencia de la inflación y el menor crecimiento podrían exacerbar el descontento social y debilitar el apoyo político, lo que acarrearía dificultades para aplicar las reformas previstas en materia de subsidios y asistencia social y para garantizar las tasas de refinanciación de la deuda.

Además, la economía argentina es vulnerable a los acontecimientos adversos que afectan a sus principales socios comerciales. Un deterioro continuo de las condiciones económicas en Brasil, el principal socio comercial de Argentina, y un deterioro de las economías de otros socios comerciales importantes de Argentina, tales como China o Estados Unidos, podrían tener un impacto adverso importante en la balanza comercial de Argentina y afectar adversamente el crecimiento económico de Argentina y, por lo tanto, podrían afectar negativamente nuestra salud financiera y los resultados de operación. Además, una significativa depreciación de las monedas de nuestros socios comerciales o competidores comerciales puede afectar negativamente la competitividad de Argentina y, en consecuencia, afectar negativamente la condición económica y financiera de Argentina y los resultados de nuestras operaciones. Argentina podría estar mal preparada para enfrentar el impacto económico de la pandemia COVID-19 y las medidas y restricciones adoptadas como consecuencia de la pandemia, debido a la vulnerabilidad de la economía argentina desde una perspectiva fiscal y monetaria, entre otras variables macroeconómicas, lo que puede resultar en un mayor impacto para la Argentina que para otros países en la región.

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

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

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

- los niveles de inflación se mantienen altos y pueden continuar en niveles similares en el futuro: según un informe publicado por el Instituto Nacional de Estadística y Censos de la República Argentina (el “INDEC”), la inflación acumulada medida según el índice de precios al consumidor fue de 36,1% durante el año 2020, de 50,9% durante el año 2021 y de 94,8% durante el año 2022, y un valor mensual de 6,0%, 6,6%, 7,7% y 8,4% para los meses de enero, febrero, marzo y abril de 2023, respectivamente. De acuerdo con el cálculo publicado por el INDEC el 23 de marzo de 2022, el producto interno bruto (el “PIB”) correspondiente a 2020 cayó un 9,9% respecto del año 2019, el PBI correspondiente a 2021 aumento un 10,3% respecto del año 2020, y el PBI correspondiente a 2022 aumentó un 1,9% respecto del año 2021. 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

Alejandro Chernacov
Director y Subdelegado



- 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 6,3% durante el tercer trimestre del 2022;
- 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;

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

Alejandro Chernacov
Director y Subdelegado



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%. Adicionalmente, la Ley de Solidaridad facultó al Gobierno argentino a mantener las tarifas del gas natural bajo jurisdicción federal, renegociar la revisión tarifaria integral o iniciar una revisión extraordinaria de acuerdo con las Leyes N° 24.065 y N° 24.076.

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 las Obligaciones Negociables podría disminuir.

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

Argentina es una economía de mercado independiente, y la inversión en mercados independientes 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: (i) incrementos en las tasas de interés; (ii) cambios abruptos en el valor de las divisas; (iii) altos niveles de inflación; (iv) controles de cambio; (v) controles salariales y de precios; (vi) regulaciones para la importación de equipos y otras necesidades relevantes para las operaciones; (vii) cambios en las políticas económicas, administrativas o fiscales del gobierno; (viii) tensiones políticas y sociales; (ix) 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 (x) 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 las Obligaciones Negociables, además de nuestra capacidad para cumplir con nuestras obligaciones financieras.

Alejandro Chernacov
Director y Subdelegado



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 este sentido, los productores de hidrocarburos en Argentina han sufrido restricciones para exportar crudo, lo cual no les ha permitido aprovechar la suba de los precios internacionales, afectando de este modo sus ingresos por venta. En el caso del gas natural, la Ley N° 24.076 de gas natural y la reglamentación conexas exigen que se tengan en cuenta todas las necesidades del mercado interno al autorizar las exportaciones de gas natural a largo plazo. En este sentido, la Secretaría de Energía puede autorizar operaciones de exportación de excedentes de gas natural siempre que estén sujetas a interrupción por escasez de suministro local.

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

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

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

El 3 de septiembre de 2018, mediante el Decreto 793/2018, con vigencia a partir del 4 de septiembre de ese año, el Gobierno argentino impuso derechos de exportación del 12% con un tope de 4 Pesos por Dólar para las mercancías, con ciertas excepciones. El 14 de diciembre de 2019, el Poder Ejecutivo Nacional, a través del Decreto N° 37/2019, dejó sin efecto el tope de \$4 por cada dólar del valor imponible o del precio FOB oficial de los bienes exportados, quedando vigente el 12% sobre dicha base hasta el 31 de diciembre de 2020, fecha en la que el derecho de exportación adicional establecido por el Decreto 793/2018 quedó sin efecto.

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%.

El gobierno nacional dictó el Decreto de Necesidad y Urgencia N° 609/2019 (el “Decreto 609”) junto con la Comunicación “A” 6770 del BCRA (modificada y complementada por varias comunicaciones posteriores incluyendo el texto ordenado dispuesto por la Comunicación 6844 “A” 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. 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.

Alejandro Cherniacov
Director y Subdelegado



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

En cuanto a las importaciones, en los últimos años, el gobierno argentino ha implementado ciertas medidas que controlan y restringen las importaciones de muchos productos y servicios, incluyendo algunos que son necesarios para las operaciones de petróleo y gas. Dichas restricciones podrían retrasar algunos de nuestros proyectos y afectar negativamente a nuestras operaciones y métricas financieras.

Además, con el fin de reducir las importaciones de gas natural y la utilización de las reservas de divisas del BCRA para el pago de las mismas, el Congreso Nacional de Argentina promulgó la Ley N° 27.007, que aumentó el número de participantes elegibles para beneficiarse del Régimen de Promoción de Inversiones de la Ley de Hidrocarburos. Asimismo, mediante el Decreto N° 892/2020, de fecha 13 de noviembre de 2020, el Gobierno argentino implementó el Plan de Promoción de la Producción de Gas Natural Argentino - Esquema de Oferta y Demanda 2020-2024.

Si el gobierno argentino no pudiera cumplir con sus obligaciones en relación con la importación de gas natural podría afectar material y negativamente a la economía argentina y a nuestro negocio, situación financiera y resultados de las operaciones. Por lo tanto, podríamos enfrentarnos a restricciones, mayores costes y retrasos en la entrega de mercancías que podrían tener efectos en nuestro rendimiento operativo y, por lo tanto, afectar a nuestra situación financiera, resultados de las operaciones y flujo de caja.

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

El gobierno argentino y el Banco Central de la República Argentina ("BCRA") han implementado ciertas medidas que restringen la capacidad de las empresas y los individuos para acceder al mercado de cambios. Estas medidas incluyen, entre otras (i) restringir el acceso al mercado de cambios argentino para la compra o transferencia de divisas al exterior con cualquier fin, incluyendo el pago de dividendos a los interesados no residentes; (ii) restringir la adquisición de cualquier divisa para mantenerla como efectivo en Argentina; (iii) la exigencia a los exportadores de repatriar y liquidar en pesos, en el mercado cambiario local, todo el producto de sus exportaciones de bienes y servicios; (iv) las limitaciones a la transferencia de valores hacia y desde Argentina; (v) el establecimiento de determinadas refinanciaciones obligatorias; y (vi) la aplicación de impuestos a determinadas operaciones de adquisición de divisas.

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 atraviese 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

Alejandro Chernacov
Director y Subdelegado



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.

En el pasado, el gobierno argentino ha impuesto derechos a la exportación, incluidas las exportaciones de petróleo y productos de gas licuado de petróleo (por ejemplo, entre otros, mediante la Ley de Solidaridad y el Decreto N° 488/2020). Según la normativa vigente, los derechos de exportación sobre los hidrocarburos brutos y/o el gas natural tienen un tope máximo del 8%. Los derechos e impuestos a la exportación pueden tener un efecto material adverso en la industria argentina del petróleo y el gas y en nuestros resultados de operaciones. Producimos bienes exportables y un aumento de los impuestos a la exportación daría lugar a una reducción de nuestros precios de realización, nuestros márgenes y nuestros ingresos netos.

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 derechos 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.

Históricamente, la inflación ha afectado la economía argentina y la capacidad del Gobierno argentino para crear condiciones que permitan el crecimiento. En los últimos años, Argentina ha experimentado altas tasas de inflación.

El IPC, publicado por el INDEC para el año 2019 fue de 53,81% y de 36,1% para el año 2020. Para el año 2021 fue de 50,9% mientras que para el año 2022 fue de 94,8%. En cuanto al año 2023, la inflación en enero, febrero, marzo y abril fue del 6,0%, 6,6%, 7,7% y 8,4% respectivamente. Actualmente, los últimos resultados del REM publicados por el BCRA el 3 de marzo de 2023, indican que los analistas estiman una inflación del 110,0% para fines de 2023, 90,0% para 2024 y 54,6% para el 2025.

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.

Alejandro Chernacov
Director y Subdelegado



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 las Obligaciones Negociables.

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 US\$16.500 millones, de los cuales US\$9.300 millones se destinaron a satisfacer los pagos de los acuerdos de liquidación alcanzados con los tenedores de deuda en mora. Desde entonces, se han liquidado prácticamente todos los créditos pendientes en concepto de fianzas impagadas. 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 del presente Prospecto, existen (i) seis laudos definitivos pendientes emitidos por tribunales del CIADI contra Argentina por un total de US\$804 millones, (ii) un laudo del CIADI contra Argentina por US\$21,7 millones pendiente de anulación solicitada por Argentina, y (iii) cinco procedimientos del CIADI en curso contra Argentina, con reclamaciones por un total de US\$2.950 millones. A lo mencionado se agregan dos laudos definitivos de la Comisión de las Naciones Unidas para el Derecho Mercantil Internacional (“CNUDMI”) contra Argentina por un total de US\$7,5 millones, (ii) un laudo de la Cámara de Comercio Internacional (“CCI”) por US\$67,1 millones contra Argentina pendiente de anulación solicitada por Argentina, (iii) un procedimiento de la CNUDMI en curso contra Argentina por US\$11 millones, y (iv) dos procedimientos de la CCI suspendidos con demandas por un total de US\$200,7 millones.

Entre 2016 y principios de 2018, Argentina recuperó el acceso a los mercados y pudo tomar deuda. Sin embargo, como resultado de diversos factores externos e internos, durante el primer semestre de 2018, el acceso al mercado se volvió cada vez más oneroso. El 8 de mayo de 2018, la administración de Macri anunció que el Gobierno argentino iniciaría negociaciones con el FMI con miras a entrar en una línea de crédito stand-by que le daría a Argentina acceso al financiamiento del FMI.

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 US\$ 57.100 millones con un plazo de 36 meses. El 7 de junio de 2018, el gobierno argentino y el personal técnico del FMI llegaron a un acuerdo sobre los términos de la SBA para desembolsos por un total de aproximadamente US \$ 50 mil millones, que fue aprobado por el Directorio Ejecutivo del FMI el 20 de junio de 2018. 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. No obstante, la administración de Fernández indicó su intención de llevar a cabo una reestructuración de la deuda soberana destinada a hacer sostenible la deuda de Argentina.

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

Alejandro Chernacov
Director y Subdelegado



realizó operaciones de reperfilamiento de bonos de corto plazo con vencimiento en el cuarto trimestre de 2019, regido por la ley argentina y en poder de inversores institucionales 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.

El 13 de marzo de 2020, el Ministro de Economía dirigió una carta a los socios del Club de París expresando la decisión de Argentina de posponer hasta el 5 de mayo de 2021 el pago de US \$ 2.100 millones que originalmente vence el 5 de mayo de 2020 de conformidad con los términos del acuerdo de conciliación que la República había alcanzado con los miembros del Club de París el 29 de mayo de 2014. Además, el 7 de abril de 2020, el Ministro de Economía envió a los socios del Club de París una propuesta para modificar los términos vigentes del Acuerdo de Liquidación del Club de París 2014, buscando principalmente una extensión de las fechas de vencimiento y una reducción significativa en la tasa de interés. Las negociaciones con el Club de París aún se encuentran en curso y no podemos predecir su resultado (ni como el mismo podría afectar nuestros resultados y operaciones o negocios). Con fecha 28 de octubre de 2022, el actual Ministro de Economía, Sergio Massa, anunció un nuevo acuerdo con el Club de París. El acuerdo es una adenda al firmado en 2014 por el entonces Ministro de Economía Axel Kicillof y reconoce un monto de capital por U\$S 1.971 millones, extendiendo un período de repago de trece cuotas semi- anuales, empezando en diciembre de 2022 para cancelarse definitivamente en septiembre de 2028. A su vez, se estableció una mejora en la tasa de interés pasando de pagar un 9% al 3,9% en las primeras tres cuotas, con un aumento paulatino hasta el 4,5%, El perfil de pagos implica una cuota promedio semestral de \$170 millones (capital e intereses incluidos). En los próximos dos años Argentina devolverá un 40% del capital adeudado.

En esta misma línea, el 5 de abril de 2020 el Gobierno argentino dictó el Decreto 346, que entre otras, (a) 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; (b) 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; (c) 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, (d) 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.,

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 del Estado de Nueva York o

Alejandro Chernacov
Director y Subdelegado



inglesa, 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 Ministro 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 abierto en el período comprendido entre el 21 de abril de 2020 y el 8 de mayo de 2020, fecha que fuera prorrogada sucesivas veces hasta que el 4 de agosto de 2020 el Gobierno Nacional informó haber llegado a un acuerdo con ciertos acreedores a fin de reestructurar su deuda habiendo extendido la fecha para manifestar su consentimiento hasta el 28 de agosto de 2020. Con 31 de agosto de 2020 el Gobierno Nacional anunció que la oferta obtuvo el 93,55% de aceptación, lo que permite el canje del 99,01% de los bonos a ser reestructurados.

Asimismo, el 15 de septiembre de 2020, el Gobierno argentino anunció los resultados definitivos de la reestructuración de los títulos públicos denominados en Dólares Estadounidenses emitidos bajo ley local, en la que se obtuvo la aceptación del 99,41% de los bonistas. El 4 de noviembre de 2020, el Gobierno argentino anunció la reapertura de la reestructuración de los títulos públicos denominados en Dólares Estadounidenses emitidos bajo ley local con el fin de alcanzar el 100% de aceptación de los bonistas.

El 28 de enero de 2022 el gobierno argentino anuncio que habían alcanzado un acuerdo con el FMI para refinanciar el préstamo stand-by de 2018. El Ministro de Economía, Martín Guzmán, en la conferencia de prensa del 28 de enero de 2022 informó que se había consensuado con el FMI “una política fiscal que no inhiba la continuidad de la recuperación”, que iba a haber “una reducción gradual del déficit fiscal sobre la base de una economía que se recupera” y que para el año 2022 se proyecta un déficit primario de 2,5% del PBI, para 2023 de 1,9% y para 2024 de 0,9%. En cuanto a la política monetaria, el Ministro de Economía aseguró que se prevé una “reducción gradual pero decidida de la asistencia monetaria que realiza el Banco Central al Tesoro” y anticipó que en el 2022, “el financiamiento monetario será de 1% del PBI; en 2023 alrededor de 0,6%; y en 2024 este será cercano a 0”.

El 3 de marzo de 2022, el gobierno argentino y el FMI anunciaron que se llegó a un acuerdo a nivel del personal técnico. El acuerdo se basa en lo que se conoce como servicio ampliado del FMI, que incluye 10 revisiones que se realizan de manera trimestral durante dos años y medio. El primer desembolso se realizará luego de la aprobación del programa por parte del directorio del FMI. El resto de los desembolsos se hará luego de cada revisión. El repago de cada desembolso es de 10 años, con un periodo de gracia de 4 años y medio, comenzando a pagar la deuda a partir de 2026 y hasta 2034.

El programa busca resolver el problema de la alta inflación a través de la reducción del financiamiento monetario del déficit fiscal y un marco de política monetaria que genera tasas intereses reales positivas; mejorar las finanzas públicas a través de la progresividad, eficiencia y cumplimiento tributario; y fortalecer la balanza de pagos de Argentina a través de políticas que estimulen la acumulación de reservas, las exportaciones netas y que mantengan un tipo de cambio efectivo real competitivo.

. El 11 de marzo de 2022 el programa fue aprobado en la Cámara de Diputados del Congreso de la Nación y el 17 de marzo de 2022 fue aprobado por la Cámara de Senadores del Congreso de la Nación a través de la Ley N° 27.668, siendo promulgada por medio del Decreto N° 130/22. Finalmente, el 25 de marzo de 2022, el Directorio Ejecutivo del FMI aprobó el acuerdo por un monto equivalente a US\$44 mil millones, incluyendo un desembolso inmediato de US\$ 9.6 mil millones. El 13 de marzo de 2023 el FMI publicó un comunicado de prensa donde atendiendo al impacto cada vez más severo de la sequía, anunció que el personal técnico del FMI y las autoridades argentinas llegaron a un acuerdo a nivel de personal técnico para modificar el objetivo de acumulación de reservas internacionales netas para 2023. El 1 de abril de 2023 el Directorio Ejecutivo del FMI aprobó la cuarta revisión del programa con Argentina. Consecuentemente, la Argentina recibió un desembolso inmediato de US\$ 5.400 millones, lo que, a la fecha del presente prospecto, sitúa el total de desembolsos en el marco del acuerdo en

Alejandro Chernacov
Director y Subdelegado



alrededor de US\$28.900 millones. Sin perjuicio de ello, a los efectos de amortiguar parcialmente el impacto del severo shock climático, el FMI también aprobó flexibilizaciones a la meta de acumulación de reservas.

No podemos asegurar que las condiciones del acuerdo con el FMI y del acuerdo con el Club de París no afectarán la capacidad de Argentina de implementar reformas y políticas públicas e impulsar el crecimiento económico. Tampoco podemos predecir el impacto de los resultados de dicha negociación en la capacidad de Argentina (e indirectamente, en la capacidad del Banco) de acceder a los mercados de capitales internacionales.

A pesar de la reestructuración de la deuda pública argentina, los mercados internacionales continuaron mostrando dudas acerca de la sostenibilidad de dicha deuda y, en consecuencia, los indicadores del riesgo país siguen siendo elevados. Según una publicación de MSCI Inc. ("MSCI"), Argentina fue considerada "Mercado Emergente" hasta junio de 2021 en que se la reclasificó a "Mercado Independiente" (Standalone Market); en general, las inversiones en dichos mercados conllevan riesgos adicionales.

No puede asegurarse que se mantendrán las calificaciones crediticias otorgadas a Argentina o que las mismas no se revisarán a la baja ni serán suspendidas o canceladas. Cualquier revisión a la baja, suspensión o cancelación de calificaciones crediticias respecto de la deuda soberana de Argentina puede tener un efecto adverso sobre la economía de Argentina y sobre nuestros negocios y resultados. En este sentido, todo efecto adverso sobre el nuestros negocios atribuible, en parte, a cambios en la calificación crediticia de Argentina puede afectar adversamente el precio de mercado y la cotización de las Obligaciones Negociables. La falta de acceso de Argentina a la financiación en mercados financieros internacionales puede tener un impacto directo sobre nuestra capacidad de acceder a los mercados financieros para obtener fondos para nuestras operaciones, incluso la financiación de gastos de capital, lo cual, a su vez, puede afectar negativamente nuestro negocio, situación financiera y los resultados de las operaciones.

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. De acuerdo al tipo de cambio informado por la Comunicación "A" 3500 del Banco Central, la devaluación del Peso Argentino respecto al Dólar Estadounidense ascendió a un total de 17,55% en 2016, 15,21% en 2017, 50,94% en 2018, 36,67% en 2019, 28,87% en 2020, 17,56% en 2021 y 44,44% en 2022. Actualmente, los últimos resultados del REM publicados por el BCRA el 3 de marzo de 2023, indican que los analistas estiman una variación del tipo de cambio nominal de 91,1%, alcanzando en \$330,47 por dólar a fines de 2023.

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. 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 re-implementó 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.

Alejandro Cherniakov
Director y Subdelegado



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

Al 31 de marzo de 2022, el Riesgo País era de 1.718 y al 31 de marzo de 2023 fue de 2.276. Como consecuencia de los efectos antes mencionados, con el fin de controlar la salida de divisas y restringir las fluctuaciones del tipo de cambio, el BCRA mantuvo los controles cambiarios, buscando fortalecer el normal funcionamiento de la economía, fomentando una administración prudente del mercado cambiario, reduciendo la volatilidad de las variables financieras y que contiene 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.

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.

No podemos asegurar que el Gobierno argentino no tomará medidas de expropiación que afecten directa o indirectamente nuestras operaciones, o que tengan un efecto material adverso en la economía argentina y, en consecuencia, afectarán negativamente nuestra condición financiera, nuestros resultados de operación.

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

En el pasado, el gobierno de Argentina ha intervenido directamente en la economía, a través de la implementación de medidas de expropiación y nacionalización, control de precios y control de cambios, entre otras.

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

Alejandro Chernacov
Director y Subdelegado



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 *stand-alone* (según la clasificación de MSCI Inc.) y por lo tanto 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, durante la pandemia del COVID-19, 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, así como también se impuso una agravada indemnización en el caso de despidos sin justa causa. Si bien muchas de las medidas dejaron de estar vigentes a partir del 1 de julio de 2022, empleadores tanto en el sector público como en el privado, 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 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.

A través del Decreto N° 278/2020, el Poder Ejecutivo Nacional intervino el ENARGAS hasta el 31 de diciembre de 2020 (plazo luego prorrogado por el Decreto N° 1020/2020), nombrando un interventor y definiendo sus respectivos poderes y autoridades. Además, de forma efectiva desde la entrada en vigor del decreto, los miembros vigentes del Directorio de ENARGAS fueron suspendidos de sus funciones hasta tanto el ENARGAS deje de estar intervenido.

Por medio del Decreto N° 1020/2020, de fecha 16 de diciembre de 2020, la intervención del ENARGAS fue extendida por el período de un año desde la fecha de vencimiento (31 de diciembre de 2020) o hasta que se complete la renegociación de la revisión de tarifas establecida por el mencionado decreto, aquello que suceda primero.

No podemos prever el impacto que pueda tener la Ley de Solidaridad, ni las medidas que podría adoptar la actual administración sobre la economía argentina para cumplir con sus obligaciones financieras, las cuales podrían afectar negativamente nuestro negocio, situación financiera y los resultados de nuestras operaciones.

El 7 de abril de 2021, el Poder Ejecutivo publicó el Decreto N° 234/2021, estableciendo un nuevo régimen de fomento de inversión para las exportaciones que comprende, entre otras actividades, a la industria hidrocarburífera. Entre otros requisitos, la inscripción en este régimen requiere de una inversión directa de cien

Alejandro Chernacov
Director y Subdelegado



millones de dólares (US\$ 100.000.000) en nuevos proyectos o ampliación en proyectos existentes. Se requerirá la obtención de un Certificado de Inversión para la Exportación a los efectos de acceder a los beneficios establecidos por el Régimen de Promoción. El Régimen prevé que los beneficiarios podrán aplicar el 20% del procedente de sus exportaciones relacionadas con los proyectos inscriptos la (i) pago de principal e intereses de deudas financieras o comerciales con el exterior, (ii) pago de dividendos y (iii) repatriación de inversiones directas de no residentes, y dispone expresamente que este beneficio no superará un máximo anual equivalente al 25% del importe bruto de las divisas liquidadas por el beneficiario a través del mercado de divisas para financiar el desarrollo del proyecto. El Decreto establece que estos beneficios no podrán ser afectados por nuevas regulaciones o restricciones cambiarias durante un período de 15 años desde la emisión del correspondiente Certificado de Inversión para la Exportación. El Decreto N° 234/2021 fue a su vez modificado por el Decreto 836/202, a través del cual incorporan que en aquellos supuestos en los que los proyectos contemplen inversiones superiores a la suma de quinientos millones de dólares US\$ 500.000.000, los beneficiarios podrán optar por acceder a un beneficio ampliado por cada año calendario en que no se hiciera uso del beneficio previsto, independientemente de las razones que lo motiven, conforme los parámetros y limitaciones que se detallan en el presente. El beneficiario podrá acceder a esa opción, una vez transcurrido el segundo año calendario desde el primer ingreso de divisas que dan inicio al proyecto. Dicho lapso podrá computarse como parte del período de no utilización que da lugar al uso del beneficio ampliado.

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 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 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 (según sus modificaciones), las concesiones de producción de petróleo y gas otorgados por el Gobierno argentino tienen una validez de 25, 30 o 35 años, según el tipo de concesión. Siempre y cuando los concesionarios (i) hayan cumplido con sus obligaciones, (ii) produzcan hidrocarburos en áreas bajo consideración, y (iii) presentaren un plan de inversiones para el desarrollo de tales áreas tal como fuera requerido por las autoridades competentes hasta un año previo a la terminación de cada período de concesión, pudiendo requerir una extensión por periodos de diez años cada uno.

Alejandro Chernacov
Director y Subdelegado



Además, la Ley de Hidrocarburos establece que la duración de los permisos de exploración será determinada individualmente por la entidad reguladora, de acuerdo a lo siguiente:

- (i) dos (2) períodos de hasta tres (3) años cada uno, y una prórroga opcional de hasta cinco (5) años para la exploración convencional;
- (ii) Dos (2) períodos básicos de hasta cuatro (4) años cada uno, y una extensión opcional de hasta cinco (5) años para la exploración convencional; y
- (iii) En el caso de la exploración costa afuera, los plazos de los períodos básicos aplicables a la exploración convencional pueden aumentarse por un año.

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).

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.

La Resolución N° 417/2019 fue luego complementada por la Resolución No. 506/2019, emitida por la Secretaría de Energía, la cual estableció los valores mínimos y máximos del costo por sustitución de energía, y la Resolución N° 294/2019 emitida por el anterior Ministerio de Hacienda. Esta última estableció el procedimiento operativo para las exportaciones de gas, aplicable hasta el 30 de septiembre de 2021.

El 15 de diciembre de 2020, la Secretaría de Energía emitió la Resolución No. 391/2020, adjudicando los volúmenes y precios licitados en el marco del Plan Gas.Ar. La mencionada adjudicación incluye ejecución de los acuerdos de suministro entre CAMMESA y otras distribuidoras o subdistribuidores licenciatarias, en relación con el suministro de gas natural para la generación de energía y el consumo residencial, respectivamente, cuyos términos y condiciones cumplen con las condiciones usuales y habituales del mercado para acuerdos comparables entre partes independientes.

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

En continuación de dicha adjudicación, Vista Argentina se ha comprometió a invertir aproximadamente US\$45 millones durante los cuatro años del Plan Gas.Ar.

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.

Alejandro Chernacov
Director y Subdelegado



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 o stand-alone, como Argentina (según los criterios de MSCI Inc.). 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 las Obligaciones Negociables disminuya.

Por otra parte, la crisis de los mercados emergentes iniciada en el segundo trimestre de 2018 como consecuencia del aumento de las tasas de interés por parte de la Reserva Federal estadounidense y de la disputa comercial entre Estados Unidos y China, entre otros factores, tuvo un impacto material en la economía argentina. Esto se agravó aún más por el impacto de la pandemia de COVID-19 en la economía. El Gobierno argentino brindó un estímulo fiscal en forma de subsidios directos a aproximadamente 10 millones de ciudadanos con el fin de reducir el impacto del declive económico y el desempleo, aún más deteriorado por los desequilibrios presupuestarios. Al 31 de diciembre de 2022, el tipo de cambio Peso/Dólar se ubicó en Pesos 175,25 por cada 1 Dólar, una depreciación de 42% con respecto al valor registrado al 31 de diciembre de 2021, según la tasa de cambio del dólar estadounidense publicada por el Banco de la Nación Argentina.

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

Alejandro Chernacov
Director y Subdelegado



argentina se vio afectada negativamente por los acontecimientos políticos y económicos que se produjeron en varias economías emergentes en los años noventa, incluidos los de México en 1994, el colapso de varias economías asiáticas entre 1997 y 1998, la crisis económica en Rusia en 1998 y la devaluación brasileña de su moneda en enero de 1999.

La economía argentina también se ve influenciada por la evolución económica de los mercados con los que mantiene estrechos vínculos financieros y políticos, incluido el MERCOSUR. En julio de 2019, el MERCOSUR y la Unión Europea firmaron un acuerdo de libre comercio (el "**Acuerdo UE-MERCOSUR**"), que se espera cree un mercado de bienes y servicios de aproximadamente 800 millones de consumidores y casi un cuarto del PIB mundial. El Acuerdo UE-MERCOSUR contempla, entre otras cuestiones, reducciones arancelarias para determinadas mercancías, mecanismos temporales de salvaguarda que pueden aplicarse temporalmente para evitar perjuicios a las industrias nacionales, la apertura de la contratación pública de los países del MERCOSUR a las empresas europeas, el establecimiento de normas generales sobre comercio electrónico y un mecanismo de solución de controversias. El efecto que el Acuerdo UE-MERCOSUR podría tener en la economía argentina y en las políticas implementadas por el Gobierno argentino es incierto. Los acontecimientos económicos o financieros negativos derivados del Acuerdo UE-MERCOSUR pueden tener un efecto material adverso en la economía argentina e, indirectamente, en nuestro negocio, condición financiera y resultados de operación. Sin embargo, el efecto que este acuerdo podría tener sobre la economía argentina y las políticas implementadas por el Gobierno argentino es incierto. En cuanto a otras negociaciones de tratados de libre comercio, la actual administración anunció el 24 de abril de 2020 que dejaría de participar en las negociaciones de los acuerdos comerciales del MERCOSUR con países como Corea del Sur, Singapur, Líbano, Canadá e India, excluyendo los ya celebrados con la UE.

El 10 de marzo de 2023, la Corporación Federal de Seguro de Depósitos de los Estados Unidos ("FDIC", por sus siglas en inglés) tomó el control de Silicon Valley Bank. Esto significó la mayor quiebra de un banco estadounidense desde la crisis financiera del 2008. Días antes del cierre del banco, sus autoridades habían anunciado que necesitaban recaudar U\$S2.250 millones para cubrir pérdidas, lo que llevó a que sus clientes retiraran depósitos por un monto de U\$S 42.000 millones. Sin perjuicio de ello, el 27 de marzo de 2023, la FDIC informó que el First Citizens Bank compró el Silicon Valley Bank, evitando de tal modo la declaración de quiebra de la última.

En este sentido y a fin de evitar que la crisis de confianza en el sistema bancario se extendiera, la FED anunció que garantizará todos los depósitos de los clientes del banco. Sin embargo, la falta de confianza en el sistema bancario se extendió, afectando a otras entidades financieras, como Signature Bank, que también fue intervenido por la FDIC, y First Republic Bank, que el 16 de marzo de 2023 fue rescatado por los grandes bancos estadounidenses que depositaron U\$S30.000 millones, luego que los clientes de ambos bancos retiraran importantes sumas de sus depósitos. Esta situación no solo afectó a los bancos estadounidenses, sino que también se extendió a Europa. El 19 de marzo de 2023, UBS Group AG acordó comprar a Credit Suisse Group AG por U\$S 3250 millones, en un acuerdo con las autoridades suizas para rescatarlo, luego que las acciones de Credit Suisse cayeran un 30% en un día. Del mismo modo y contagiado por el adverso contexto norteamericano, el 24 de marzo de 2023, las acciones del Deutsche Bank llegaron a caer un 15%, sumergiendo en consecuencia en un clima de profunda desconfianza, inestabilidad e incertidumbre el sistema bancario europeo.

La contracción económica mundial y la consecuente inestabilidad del sistema financiero internacional han tenido y podrían continuar teniendo un efecto negativo sobre el crecimiento económico de Argentina. Las importantes pérdidas sufridas recientemente en los mercados financieros mundiales, entre ellos Argentina, podrían dar lugar a una recesión económica mundial extendida o incluso a una depresión.

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 las Obligaciones Negociables.

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

Alejandro Chernacov
Director y Subdelegado



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. Con el fin de reducir las importaciones de gas natural y el uso de las reservas de divisas del BCRA para el pago de las mismas, el Congreso Nacional promulgó la Ley N° 27.007, que incrementó el número de participantes elegibles para beneficiarse del Régimen de Promoción de Inversión bajo la Ley de Hidrocarburos. Además, mediante Decreto No. 892/2020, de 13 de noviembre de 2020, el Gobierno argentino implementó Plan de Promoción de la Producción del Gas Natural Argentino - Esquema de Oferta y Demanda 2020-2024. 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.

La Ley de Solidaridad recientemente promulgada faculta al Poder Ejecutivo Nacional a establecer 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.

El 19 de junio de 2020, a través del Decreto N° 543/2020, el Poder Ejecutivo Nacional extendió el congelamiento de tarifas establecido en la Ley de Solidaridad por un plazo adicional de 180 días desde la finalización del plazo anterior. Todo esto con el objeto de reducir la carga de tarifas en los hogares y las empresas en el año 2020.

El 16 de diciembre de 2020, a través del Decreto N° 1020/2020 se determinó:

- (i) el inicio de la renegociación de la revisión tarifaria integral vigente correspondiente a las prestadoras de los servicios públicos de transporte y distribución de energía eléctrica y gas natural que estén bajo jurisdicción federal, en el marco de lo establecido en el artículo 5° de la Ley de Solidaridad. El término de la renegociación no podrá exceder los dos (2) años desde la emisión del mencionado Decreto; y
- (ii) el congelamiento de tarifas impuesto por la Ley de Solidaridad es extendido por un plazo adicional de 90 (noventa) días desde la finalización del plazo establecido por el Decreto N° 543/2020, o hasta que los nuevos cuadros tarifarios transitorios entren en vigencia, lo que ocurra primero. El 22 de febrero de 2021, el ENARGAS emitió la Resolución N° 47/2021, estableciendo una audiencia pública con el propósito de tratar el Régimen Tarifario de Transición, de acuerdo al Decreto N° 1020/2020. La audiencia pública (N° 101) se celebró el 16 de marzo de 2021.

El 31 de mayo de 2021, fueron publicados en el Boletín Oficial los Decretos N° 353/2021 y 354/2021:

- El Decreto N° 353/2021 ratificó las Resoluciones Conjuntas N° 1 y 2 del ENARGAS y el Ministerio de Economía, las cuales a su vez habían aprobado el proceso de renegociación, como se explicará debajo (ambas Resoluciones Conjuntas son de fecha 21 de mayo de 2021, aunque fueron publicadas en el Boletín Oficial el 2 de junio de 2021)
- Por su parte, el Decreto N° 354/2021 ratificó el “ACUERDO TRANSITORIO DE RENEGOCIACIÓN del RÉGIMEN TARIFARIO DE TRANSICIÓN: ADECUACIÓN TRANSITORIA DE LA TARIFA DE GAS NATURAL”, celebrado entre el ENARGAS y el Ministerio de Economía individualmente con cada una de las siguientes distribuidoras: Camuzzi Gas del Sur S.A., Gasnor S.A., Distribuidora de Gas Cuyana S.A., Gas del Centro S.A., Litoral Gas S.A., Camuzzi Gas Pampeana, Metrogas S.A., Naturgy Ban S.A., y Gasnea S.A.

Alejandro Cherniakov
Director y Subdelegado



Posteriormente, el 2 de junio de 2021, fueron publicadas en el Boletín Oficial las Resoluciones del ENARGAS N° 149, 150, 151, 152, 153, 154, 155, 156, 157, 158, 159 y 160, a través de las cuales el ENARGAS:

- (i) Declaró la validez de la audiencia pública N° 101;
- (ii) Aprobó los cuadros tarifarios de transición a ser aplicados por: Transportadora de Gas del Sur S.A.; Transportadora de Gas del Norte S.A.; Metrogas S.A.; Litoral Gas S.A.; Naturgy Ban S.A.; Distribuidora Gas Cuyana S.A.; Camuzzi Gas Pampeana S.A.; Gasnor S.A.; Camuzzi Gas del Sur S.A.; Distribuidora Gas del Centro S.A.; Gasnea S.A.; Redengas S.A., respectivamente;

En la misma fecha, fueron publicadas en el Boletín Oficial las Resoluciones Conjuntas N° 1 y 2 del Ministerio de Economía y el ENARGAS, a través de las cuales se resolvió:

- (i) Aprobar lo actuado en el proceso de renegociación desarrollado por el ENARGAS en los términos del Decreto N° 1020/2020; y
- (ii) Atento a no haber sido factible arribar a un acuerdo sobre una adecuación tarifaria de transición, se pone en vigencia el Régimen Tarifario de Transición aplicable a Transportadora de Gas Del Sur S.A. y Transportadora de Gas del Norte S.A., respectivamente.
- (iii) Estas medidas fueron emitidas “ad-referéndum” del Poder Ejecutivo Nacional.

Asimismo, mediante la Resolución N° 518/2021, el ENARGAS convocó a la Audiencia Pública N° 102, con el objeto de poner a consideración: 1) Adecuación transitoria de la tarifa del servicio público de transporte de gas natural (conf. Decreto N° 1020/20); y 2) Adecuación transitoria de la tarifa del servicio público de distribución de gas por redes (conf. Decreto N° 1020/20). La Audiencia Pública se celebró el 19 de enero de 2022. La validez de la audiencia pública N° 102 fue declarada por medio de la Resolución ENARGAS N° 29/2022.

El 25 de febrero de 2022, las Resoluciones del ENARGAS N° 59, 60, 62, 63, 64, 65, 66, 67, 68, 69, 70 fueron publicadas en el Boletín Oficial, mediante las cuales se aprobaron los cuadros tarifarios de transición a ser aplicados -respectivamente- por Transportadora de Gas del Norte S.A., Transportadora de Gas del Sur S.A., Gasnor S.A., Distribuidora de Gas Cuyana S.A., Naturgy Ban S.A., Camuzzi Gas Pampeana S.A., Gas Nea S.A., Litoral Gas S.A., Camuzzi Gas del Sur S.A., Metrogras S.A., y Distribuidora de Gas del Centro S.A., con vigencia a **partir del 1 de marzo de 2022**. El 14 de marzo de 2022 fue publicada en el Boletín Oficial la Resolución ENARGAS N° 92/2022, mediante la cual se aprobaron los cuadros tarifarios de transición a ser aplicados por Redengas S.A., con vigencia a partir del día de su publicación.

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.

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.

Alejandro Chernacov
Director y Subdelegado



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 2021, Argentina se colocó en el año 2022 y 2021 en el puesto 94 en comparación con el puesto 78 para el estudio correspondiente al año 2020.

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.

En este sentido, el 6 de diciembre de 2022 el Tribunal Oral Federal N° 2 condenó a la actual vicepresidente Cristina Fernández de Kirchner a la pena de 6 años de prisión e inhabilitación especial perpetua para ejercer cargos públicos por el delito de administración fraudulenta en perjuicio de la administración pública. A la fecha del presente Prospecto, dicha sentencia no se encuentre firme y no ha producido efecto de cosa juzgada

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 terminó el periodo de transición el 31 de diciembre de 2020. Las reglas que rigen la nueva relación entre el Reino Unido y la Unión Europea entraron en vigencia de manera provisoria el 1 de enero de 2021, y el pasado 29 de abril de 2021 el Consejo de Europa aprobó formalmente los acuerdos de comercio y cooperación y de seguridad de la información, que entrarán en vigor el 1 de mayo de 2021. Las consecuencias del Brexit y la resultante relación entre el Reino Unido y la Unión Europea siguen siendo inciertas para las empresas que hacen negocios tanto en el Reino Unido como en la Unión Europea y 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. Entre los riesgos relacionados al Brexit podemos mencionar: (i) impacto adverso en el crecimiento macroeconómico y en la demanda de petróleo y gas; (ii) la continua volatilidad de las divisas, incluyendo la libra esterlina y el Dólar estadounidense, que puede afectar nuestros resultados financieros; (iii) la volatilidad de los mercados de capital y de deuda, y el acceso a otras fuentes de capital; (iv) la incertidumbre empresarial resultante de las prolongadas negociaciones políticas; y (v) estabilidad incierta de la Unión Europea y de la economía mundial si otros países salen de la Unión Europea.

Alejandro Chernacov
Director y Subdelegado



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 brote de coronavirus y las medidas implementadas para combatirlo tuvieron y podrían seguir teniendo un efecto adverso en nuestras operaciones comerciales.

Todas las medidas y restricciones adoptadas por los gobiernos en respuesta a la pandemia de COVID-19 han tenido y podrían seguir teniendo efectos adversos en la demanda y el precio del crudo, lo cual a su vez podría afectar nuestras operaciones comerciales y nuestros resultados financieros en el futuro. Véase “Factores de Riesgo - El brote de la pandemia de COVID-19 ha tenido y puede seguir teniendo un efecto adverso en nuestro negocio, resultados de operaciones y situación financiera” y “Factores de riesgo - Estamos expuestos a los efectos de las fluctuaciones en los precios internacionales del petróleo y el gas.”.

A la fecha del presente Prospecto, si bien las medidas impuestas por el gobierno para disminuir el impacto de la pandemia en la población, en su mayoría no se encuentran vigentes, no podemos determinar el impacto final que tendría un rebrote de COVID-19 y las medidas adoptadas por el Gobierno argentino para hacer frente a la situación en nuestro negocio, el resultado de nuestras operaciones y nuestra situación financiera, ya que dicho impacto sigue siendo muy incierto y dependerá de desarrollos futuros fuera de nuestro control, incluida la intensidad y duración de la pandemia, y de las medidas tomadas para contener el virus o mitigar el impacto económico por parte del Gobierno argentino. Además, no podemos asegurar cómo evolucionará la enfermedad en Argentina, ni predecir las restricciones futuras que el gobierno argentino 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 de Concursos y Quiebras, 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.

Alejandro Chernacov
Director y Subdelegado



Los acontecimientos en otros mercados emergentes o stand-alone 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 e independientes. 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

Alejandro Chernacov
Director y Subdelegado



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 desdoblarse su voto; se computará como aceptación por el capital de los beneficiarios que hayan expresado su conformidad con la propuesta de acuerdo al método previsto en el fideicomiso o en la ley que le resulte aplicable; y como rechazo por el resto. Se computará en la mayoría de

Alejandro Chernacov
Director y Subdelegado



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.

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 argentino acerca de la inestabilidad cambiaria general y la incertidumbre generada en el marco del proceso electoral en curso, el gobierno nacional dictó el Decreto de Necesidad y Urgencia N° 609/2019 junto con la Comunicación "A" 6770 del BCRA (tal como fuera modificada y complementada por la Comunicación "A" 6844, y tal como fuera subsecuentemente modificada y complementada de tiempo en tiempo) 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

Alejandro Cherniakov
Director y Subdelegado



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 Prospecto, por favor véase la sección “*Información Adicional—c) Controles de Cambio*” del presente Prospecto.

De acuerdo con la Comunicación “A” 6844 del BCRA (conforme la misma fuera enmendada y complementada), los exportadores deberán repatriar, y liquidar en pesos en el mercado local de cambios, el producto de sus exportaciones de bienes despachados en aduana a partir del 2 de septiembre de 2019.

Además, de acuerdo con la normativa cambiaria vigente, los residentes sólo podrán acceder al mercado cambiario para adquirir moneda extranjera y transferirla al exterior para realizar pagos de utilidades y dividendos a accionistas no residentes, en la medida que se cumplan determinadas condiciones y/o contarán con la aprobación previa del BCRA. Véase “*Información Adicional – c) Controles de Cambios*” del Prospecto.

En agosto de 2020, el BCRA emitió la Comunicación “A” 7106 (según fuera enmendada, la “Comunicación “A” 7106”), estableciendo ciertos requisitos para acceder al mercado cambiario local por parte del sector privado no financiero y entidades financieras para propósitos de reembolso de deudas financieras transfronterizas, en particular, para el pago de saldos de capital en préstamos y valores que tienen pagos de amortización programados entre el 15 de octubre de 2020 y el 31 de marzo de 2021 para montos de principal que excedan US\$ 1,0 millones y entre el 1 de abril de 2021 y el 31 de diciembre de 2021 para montos de capital superiores a US\$ 2,0 millones, con ciertas excepciones especificadas en la normativa. En particular, el pago de los montos de capital correspondientes a préstamos y valores sujetos a la regulación debe ser parte de un plan de refinanciamiento que debe ser previamente presentado ante el BCRA, el cual debe disponer que (i) sólo el 40% del monto de capital adeudado y exigible en o antes del 31 de diciembre de 2021 se pagará a través del mercado local de cambios; y (ii) el 60% restante debe ser refinanciado de tal manera que la vida promedio de la deuda se incremente por un mínimo de dos años.

No es posible garantizar que el plazo cubierto por la Comunicación “A” 7106 no sea prorrogado o reinstalado en el futuro por el BCRA o que se dicten otras normas con efectos similares que limiten la habilidad de la Compañía para acceder al mercado cambiario oficial para pagar sus obligaciones financieras en moneda extranjera a su vencimiento, las cuales podrían tener un impacto negativo en la Compañía y sus negocios y operaciones.

Como consecuencia de la nueva regulación de control de cambios que estableció el BCRA, se generó nuevamente un mercado paralelo para la negociación del Dólar en el cual, a la fecha del presente, el tipo de cambio Peso/Dólar estadounidense difiere significativamente del tipo de cambio oficial.

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.

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.

Alejandro Chernacov
Director y Subdelegado



POLÍTICAS DE LA EMISORA

a) Políticas de inversiones, de financiamiento y ambientales

Nuestra estrategia de negocios

Vista es una organización ágil liderada por un experimentado equipo de gestión en petróleo y gas. Nuestro objetivo es desarrollar nuestro inventario de pozos en Vaca Muerta con los mejores estándares de eficiencia de la industria para generar sólidos flujos de fondos. De este modo, aspiramos a crear valor para sus accionistas mediante la implementación de una estrategia de crecimiento sostenible, a partir de cuatro palancas de valor:

Amplio inventario de pozos

Nuestro plan de crecimiento está basado principalmente en el desarrollo de un inventario de aproximadamente 850 pozos en Vaca Muerta, de los cuales 550 se encuentran en Bajada del Palo Oeste, 75 en Aguada Federal, 75 en Bandurria Norte y 150 en Bajada del Palo Este, con los mayores estándares de eficiencia y seguridad. Al 31 de diciembre de 2022, se habían conectado 60 pozos en Bajada del Palo Oeste. Adicionalmente, econectamos nuestros primeros 2 pozos en Bajada del Palo Este y nuestros primeros 6 pozos en Aguada Federal. Esta actividad impulsó nuestra producción hasta 51.4 Mboe/d durante el cuarto trimestre de 2022, lo cual representó un 27% del crecimiento interanual. Las reservas probadas certificadas del Grupo Vista en Argentina, al 31 de diciembre de 2022, eran 247,7 MMboe. El inventario de pozos en Águila Mora será revisado al terminarse el plan piloto que actualmente estamos ejecutando.

Creemos que la productividad de sus pozos nuevos demuestra la calidad de nuestro *acreage* en Vaca Muerta. Al 31 de diciembre de 2022, el pozo promedio de Bajada del Palo Oeste (que representa el promedio de los *pads* BPO-1 a BPO-10) estaba produciendo un 3% por encima de nuestra curva tipo tras 360 días de producción. Dicha productividad ubica a los pozos de Vista entre los mejores de Vaca Muerta

Excelencia operativa

El incremento en la productividad impulsada por Bajada del Palo Oeste y nuestros esfuerzos para lograr eficiencias sobre nuestra estructura de costos llevaron a una reducción en nuestro costo de levantamiento a US\$7,5/boe en 2022 desde US\$13.9/boe en 2018.

Sólido balance y rendimientos financieros

El efectivo y equivalentes al cierre del ejercicio 2022 fue de US\$163.4 millones. Durante el mismo periodo generamos EBITDA Ajustado de US\$773.4 millones. Además, en 2022 nuestro resultado operativo fue US\$553.3 millones y el resultado del ejercicio fue de US\$349.1 millones.

Cultura enfocada en la sustentabilidad

Operamos nuestros activos con integridad, innovación y agilidad. El personal trabaja en equipo para hacer las cosas bien, la primera vez y todas las veces. Vista desarrolla su negocio de manera sostenible, generando valor hoy y construyendo un futuro para las generaciones venideras.

Vista ha publicado su aspiración de alcanzar cero emisiones netas de gases de efecto invernadero (alcance 1 y 2) en 2026, combinando (i) una reducción de huella de carbono en sus operaciones del 35% en términos absolutos comparado con las emisiones del año 2020, con (ii) la implementación de proyectos basados en la naturaleza para remover emisiones restantes. Durante 2022, Grupo Vista redujo la intensidad de las emisiones de GEI de Alcance 1 y 2 en un 25% interanual, es decir, de 24 kgCO₂e/boe a 18 kgCO₂e/boe. Actualmente Grupo Vista ejecutando los cuatro primeros proyectos de Soluciones Basadas en la Naturaleza.

La seguridad es uno de los pilares de Grupo Vista, y su objetivo es operar con los más altos estándares de la industria del petróleo y el gas, en conformidad con la Asociación Internacional de Productores de Petróleo y Gas ("IOGP" por sus siglas en inglés) y la asociación mundial de la industria de petróleo y gas para cuestiones ambientales y sociales ("IPIECA" por sus siglas en inglés). En 2022, Grupo Vista tuvo una tasa total de incidentes

Alejandro Chernácov
Director y Subdelegado



registrables (“TRIR” por sus siglas en inglés) de 0.86, que se situó por debajo de 1 por tercer año consecutivo. Además, durante 2022 no tuvimos incidentes mayores relacionados con derrames de petróleo.

Vista se compromete con el desarrollo de las comunidades en las que opera, con un modelo de negocios inclusivo, y reforzando el sentido de pertenencia a través de iniciativas de diálogo abierto, cooperación activa, voluntariado y compromiso social.

En Vista, creemos fuertemente en el valor de desarrollar una cultura organizacional que promueva la diversidad, equidad e inclusión en cada nivel. Diariamente se desarrollan estas capacidades en los empleados y líderes. En 2022, el 45% de las nuevas contrataciones de Grupo Vista fueron mujeres, elevando su porcentaje de mujeres empleadas en 2bps a 22%. Adicionalmente, invertimos aproximadamente US\$736,000 en desarrollo social. El compromiso es crear entornos de trabajo donde el personal sienta que puede intercambiar ideas y opiniones, más allá de su raza, género, nacionalidad, religión y creencias.

Estamos comprometidos con la implementación de principios sólidos y transparentes de gobierno corporativo, los que fortalecen la confianza y credibilidad con sus grupos de interés. Estamos alineados con alineado a las directrices establecidas por la Global Reporting Initiative (GRI), el Oil and Gas Sector Standard 2021 y GRI Universal Standards 2021 y en la SASB para los temas ASG específicos del sector más relevantes para nuestro rendimiento financiero y la creación de valor a largo plazo. Por segundo año consecutivo, el Reporte de Sustentabilidad 2022 de Grupo Vista incluirá información alineada con las recomendaciones publicadas por el Grupo de Trabajo sobre Divulgación Financiera Relacionada con el Clima (Task Force on Climate-related Financial Disclosure, TCFD) y una garantía limitada sobre determinados indicadores GRI relevantes. Grupo Vista es parte de los Diez Principios de las Naciones Unidas sobre derechos humanos, trabajo, medio ambiente y prácticas en contra de la corrupción. El Consejo de Administración del Grupo Vista supervisa todas las acciones relacionadas con la sustentabilidad a través del Comité de Prácticas Corporativas.

Salud, seguridad y temas ambientales

General

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

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

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

Política ambiental

En 2021, anunciamos nuestra ambición de llegar a ser Net Zero en emisiones de GEI de alcance 1 y 2 para 2026. Tenemos previsto alcanzar esta ambición mediante un plan plurianual para reducir nuestra huella de

Alejandro Chernacov
Director y Subdelegado



carbono operativa y la aplicación de nuestra propia cartera de soluciones basadas en la naturaleza (“NBS”, por sus siglas en inglés).

En 2021, generamos una curva de costes de abatimiento de carbono, que incluía el análisis técnico del potencial de reducción de carbono y la cuantificación de los costes. A partir de esta curva, trazamos un Plan de Reducción de Emisiones de GEI a cinco años basado en la priorización de los proyectos seleccionados en función de su potencial de reducción de carbono y su rentabilidad.

Se prevé que nuestro plan para reducir nuestra huella operativa conduzca a una reducción de nuestras emisiones totales de alcance 1 y 2, de 417,000 toneladas de CO₂e en 2020 a 265,000 toneladas de CO₂e en 2026. Esto implica una reducción del 35% en niveles absolutos, al tiempo que estimamos duplicar la producción de hidrocarburos en el mismo periodo. Este plan implica una reducción del 75% en la intensidad del carbono, pasando de 39 kilogramos de CO₂e por boe (KgCO₂e/boe) en 2020 a una previsión de 9 kgCO₂e/boe en 2026. En 2022, registramos una intensidad de emisiones de GEI de 18 kgCO₂e/boe en el año, lo que supone una reducción del 25% frente a los 24 kgCO₂e/boe de 2021, mientras que en el cuarto trimestre de 2022 la intensidad de las emisiones de GEI fue de 14 kgCO₂e/boe.

Creemos que hemos diseñado un portafolio NBS diversificado -en términos de geografía, tipo de proyecto y modelo operativo, el cual debería permitirnos compensar las emisiones residuales de nuestra explotación mediante la captura de carbono en el suelo y los bosques. Durante 2022 creamos Aike NBS S.A.U., una subsidiaria de Vista, creada para diseñar, gestionar y ejecutar nuestros proyectos de compensación de carbono, la cual cuenta con expertos locales de primer nivel. En 2022 iniciamos con la ejecución de proyectos NBS en Argentina, tales como:

- adquirimos 3,322 ha en Corrientes, donde iniciamos un proyecto de aforestación, reforestación y revegetación ("ARR"). Durante 2022, plantamos 1,080 ha, y estamos planeando plantar aproximadamente 1,200 ha en 2023;
- firmamos un contrato de ganadería sustentable con un propietario de tierras en Santa Fe que abarca aproximadamente 1,900 ha;
- firmamos un acuerdo de agricultura sostenible con un propietario de tierras en Santa Fe, Córdoba, Buenos Aires y Río Negro, por un total de 1.900 ha; y
- firmamos un compromiso vinculante de compra de aproximadamente 5,000 ha. en Salta para un proyecto REDD+, es decir Reducción de Emisiones de por Deforestación y Degradación forestal, así como el rol de conservación, manejo sustentable e incremento de las reservas forestales de carbono.

Creemos que las NBS son la alternativa de eliminación de carbono más factible, probada, eficiente y escalable. Mediante el desarrollo de una cartera de NBS de primer nivel, esperamos generar al menos 265,000 toneladas de créditos de carbono para compensar las emisiones restantes de nuestro negocio principal y cumplir nuestra ambición estratégica de llegar a cero emisiones netas.

Política de salud y seguridad

La implementación de procedimientos adicionales de seguridad en nuestras operaciones con el objeto de ser consistentes con nuestra Política—incluyendo capacitación, permisos de trabajo, auditorías internas, simulacros, reuniones de seguridad en los sitios, análisis de la seguridad en el trabajo y evaluación de riesgos—, ha conducido a la disminución del número de incidentes de seguridad en los que se ve involucrado nuestro personal.

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

En el 2022, nuestro TRIR fue de 0.86 (en base a 3.5 millones de horas de trabajo) en comparación con 0.29 en 2021 (en base a 3.5 millones de horas de trabajo) y 0.38 en 2020 (2.6 millones de horas de trabajo).

Alejandro Chernacov
Director y Subdelegado



Durante los años terminados el 31 de diciembre de 2022, 31 de diciembre de 2021 y 31 de diciembre de 2020, no registramos ningún fallecimiento debido a accidentes de trabajo en nuestros espacios.

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.

c) Ética y Conducta

En 2018, todos los empleados de la Compañía adhirieron al Código de Ética y Conducta, y recibieron la adecuada formación sobre su contenido y la importancia de su cumplimiento en el desempeño de sus funciones en Vista. Asimismo, todos los empleados reciben una formación anual sobre el Código de Ética y Conducta, y están obligados a firmar una declaración de haber leído, comprendido y conocer sus disposiciones, comprometiéndose a cumplirlas íntegramente. Por otro lado, nuestros principales proveedores y contratistas deben firmar una declaración de adhesión a nuestro Código de Ética y Conducta. Además, nuestros contratos incluyen una cláusula anticorrupción. A fines de 2021, todos los empleados recibieron una capacitación adicional para reforzar los contenidos del Código.

El Código de Ética y Conducta cubre temas que van desde los conflictos de intereses y la denuncia de irregularidades hasta el uso de información privilegiada y el cumplimiento de las leyes aplicables. Los mecanismos de denuncia y el Código de Ética y Conducta se revisan en las sesiones de formación dictadas por la compañía. Adicionalmente, contamos con otras políticas y otros procedimientos, que complementan el Código de Ética y definen el marco ético y cultural de Vista:

- Política de Conflicto de Intereses
- Política sobre Alcohol y Drogas
- Política de Conducta y Acciones Correctivas
- Procedimiento de Investigación Interna por Violaciones al Código de Ética y Conducta
- Procedimiento de Sanciones
- Política de Anticorrupción
- Política de Puertas Abiertas

BDO gestiona de la Línea de Ética de Vista, lo que implica un conjunto de canales de comunicación disponibles las 24 horas del día, los 7 días de la semana, los 365 días del año, para cualquier persona que tenga una relación directa o indirecta con Vista y que necesite denunciar una posible violación al Código de Ética y Conducta. La información se mantiene confidencial y anónima si así lo desea el denunciante, de conformidad con el Comité de Ética Global de Vista, y se utiliza a efectos de investigar los hechos denunciados.

Alejandro Chernacov
Director y Subdelegado



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.

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.

Actualmente, el Directorio de la Sociedad se encuentra integrado actualmente por tres (3) directores titulares. Los miembros del directorio de la Sociedad fueron designados por la asamblea ordinaria de accionistas de fecha 30 de abril de 2020, renovando sus cargos en la asamblea ordinaria y extraordinaria de accionistas de fecha 28 de marzo de 2023 y sus mandatos vencen el 30 de abril de 2026.

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 de la Sociedad a la fecha del presente Prospecto en la asamblea ordinaria y extraordinaria de accionistas de fecha 28 de marzo de 2023 y cuyos mandatos vencen el 30 de abril de 2024. Sin perjuicio de ello, los miembros de la comisión fiscalizadora continuarán en su cargo hasta que se designen nuevos miembros.:

Alejandro Chernacov
Director y Subdelegado



Nombre	Cargo	CUIT/CUIL	Director desde	Director hasta
Pablo Manuel Vera Pinto	Director Titular y Presidente	20-26133797-6	30/04/2020	30/04//2026
Juan María Garoby	Director Titular y Vicepresidente	20-21486968-4	30/04/2020	30/04//2026
Alejandro Cheriñacov	Director Titular	20-29191978-3	30/04/2020	30/04//2026
Georgina Lufrano	Directora Suplente	27-27777272-3	11/06/2021	30/04//2026
Florencia Hardoy	Directora Suplente	27-24560278-8	11/06/2021	30/04//2026

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.

Directoras Suplentes:

Georgina Lufrano. La Sra. Lufrano es titular del DNI 27.777.272 y del CUIT 27-27777272-3, con domicilio especial en Av. del Libertador 101, piso 12, Provincia de Buenos Aires, Argentina. La Sra. Lufrano es directora suplente de la Sociedad desde el 11 de junio de 2021 y no ha ocupado otros cargos en el Directorio anteriormente. La Sra. Lufrano es contadora pública y licenciada en administración egresada de la Universidad de Buenos Aires y posee una maestría en administración de negocios (*executive MBA*) otorgado por el Instituto Argentino de la

Alejandro Cheriñacov
Director y Subdelegado



Empresa de la Universidad Austral. Con anterioridad, entre los años 2016 y 2018, la Sra. Lufrano se desempeñó como gerente de administración de E&P en Pampa Energía S.A. Previamente, entre los años 2006 y 2016, se desempeñó como gerente de Contabilidad e Impuestos en Petrolera Entre Lomas S.A., estando a cargo de las áreas contables, impositivas y de administración de la compañía. Asimismo, entre los años 2002 y 2006, trabajó como Auditora en Ernst & Young brindando tareas de auditoría externa a las principales compañías del sector energético de la Argentina.

Florencia Hardoy. La Sra. Florencia Hardoy es titular del DNI 24.560.278 y del CUIT 27-24560278-8, con domicilio especial en Av. Libertador 101, Piso 12, Vicente Lopez, Provincia de Buenos Aires. La Sra. Hardoy es directora suplente de la Sociedad desde el 11 de junio de 2020 y no ha ocupado otros cargos en Directorios anteriormente. La Sra. Hardoy es abogada egresada de la Universidad de Buenos Aires, y actualmente ocupa en la Sociedad el cargo de gerente de legales y Compliance Officer para Argentina. La señora Hardoy ha desarrollado los primeros 12 años (1995-2006) de su carrera profesional en estudios jurídicos tier-1 (Beccar Varela y Nicholson & Cano) brindando asesoramiento legal externo en materia corporativa a empresas locales e internacionales de diversas industrias. Desde el 2006 al 2018 continuó con su desarrollo profesional en el Estudio Martelli, estudio jurídico boutique especializado en asuntos de la industria del oil & gas, llegando a ser socia de dicho estudio. En esos años, fue designada como representante legal y apoderada de varias compañías extranjeras para sus operaciones de oil & gas en Argentina.

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.

<u>Nombre</u>	<u>Cargo</u>	<u>Edad</u>	<u>Fecha de designación</u>
Pablo Vera Pinto	Director Financiero	44	04/04/2018
Alejandro Cherniákov	Director de Planeamiento Estratégico y Relaciones con Inversores	40	04/04/2018
Juan Maria Garoby	Director de Operaciones	51	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.

Alejandro Cherniákov
Director y Subdelegado



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 28 de marzo de 2023, y cuyos mandatos vencen el 30 de abril de 2026. 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	30/04//2026
Marcelo Alejandro Dulman	Miembro Titular	04/04/2018	30/04//2026
Leonardo Alejandro Castillo	Miembro Titular	04/04/2018	30/04//2026
Alfredo Alejandro Nicotera	Miembro Suplente	04/04/2018	30/04//2026
Marisol Rocío García	Miembro Suplente	04/04/2018	30/04//2026
Nadia Vanesa Pahor	Miembro Suplente	04/04/2018	30/04//2026

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. Argañaz 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. Argañaz 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 Rocío 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 & Funes de Rioja, asesores legales de la Sociedad en Argentina.

Auditores

Alejandro Chernacov
Director y Subdelegado



Los estados financieros de la Sociedad por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022, 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 correspondiente al ejercicio económico del año 2022 de la Sociedad eran:

Auditor Titular	Matrícula	C.U.I.T.	Estudio	Domicilio	Fecha de designación
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	29/03/2022
Auditor Suplente	Matrícula	C.U.I.T.	Estudio	Domicilio	Fecha de designación
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	29/03/2022

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 de 2022, a favor de todos los miembros de la Comisión Fiscalizadora fue \$13.756.050; mientras que el monto total asignado a honorarios de Directorio por dicho ejercicio fue \$997.053,32.

El monto total de remuneración aprobado por la Asamblea oportunamente celebrada a efectos de considerar el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021, a favor de todos los miembros de la Comisión Fiscalizadora fue \$10.195.470; mientras que el monto total asignado a honorarios de Directorio por dicho ejercicio fue \$630.175,23.

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 2022 Vista Argentina tenía 431 empleados.

Alejandro Chernacov
Director y Subdelegado



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

	Al 31 de diciembre de 2022	Al 31 de diciembre de 2021	Al 31 de diciembre de 2020
Vista Argentina	431	394	367

Al 31 de diciembre de 2022, 2021 y 2020, aproximadamente el 59%, el 59% y el 34% 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 2022 Vista Argentina tenía aproximadamente 700 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*”.

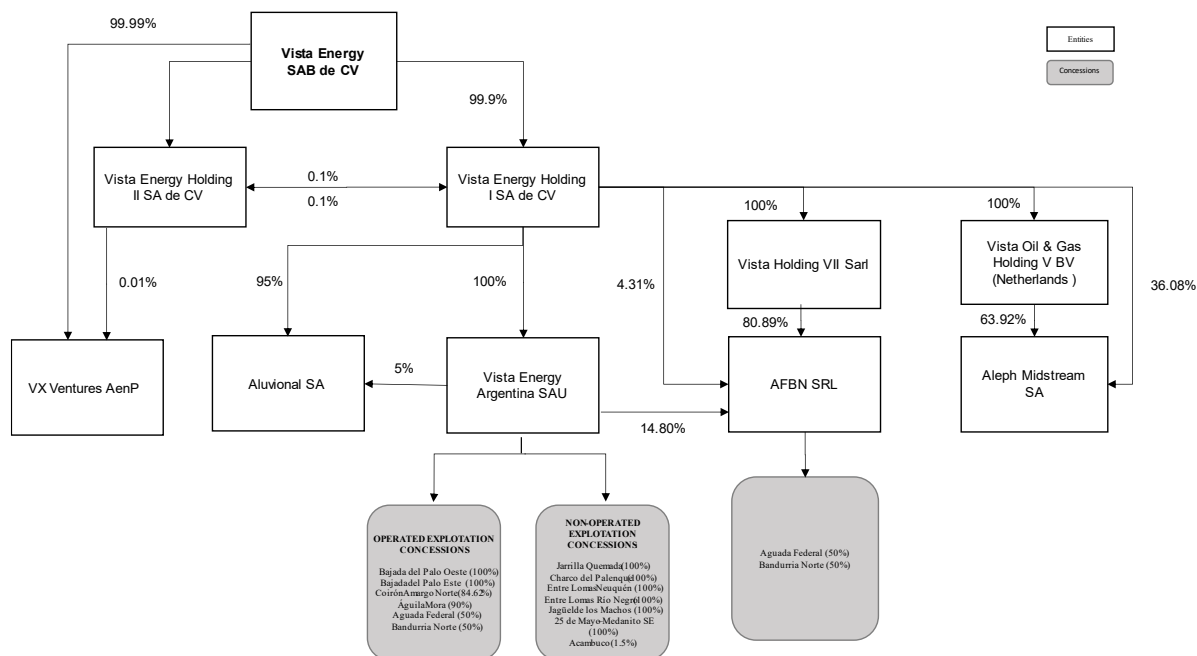
Alejandro Chernacov
Director y Subdelegado



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 Energy Holding I, S.A. de C.V. tiene una participación indirecta del 36,08% en Aleph Midstream. El 63,92% restante lo mantiene una entidad legal totalmente controlada.

(2) El presente diagrama refleja la estructura de la Sociedad es posterior a la transacción con Aconcagua de fecha 23 de febrero de 2023

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 Energy Holding I S.A. de C.V	89.048.756	100%
Total	89.048.756	100%

Vista Energy I S.A. de C.V.

Vista Energy 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

Alejandro Cheriñacov
Director y Subdelegado

energía, entre otras cosas. Actualmente es titular de una participación indirecta del 100% en Aleph Midstream S.A., Vista Energy Holding I S.A. de C.V. es controlada por Vista Energy S.A.B. de C.V.

Vista Energy, S.A.B. de C.V.

Vista Energy, 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 Pedregal 24, piso 4, Colonia Molino del Rey, Miguel Hidalgo, Ciudad de México.

A la fecha de este Prospecto, el capital social de Vista Energy, S.A.B. de C.V. está representado por un total de 92,883,542 Acciones Serie A en circulación, que representan la porción variable del capital social de Vista Energy, 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 Méjico 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 Energy, 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 Méjico 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 Energy, S.A.B. de C.V., sociedad controlante de la Sociedad, que son beneficiarios finales de más del 5% de Acciones Serie A de la misma a la fecha del presente Prospecto.

Accionistas	Cantidad	% de la Serie
Acciones Serie A		
Kensington Investments B.V. ⁽¹⁾	12.500.000	13,81%
Miguel Galuccio ⁽²⁾	7.485.926	8,06%

⁽¹⁾ 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.

⁽²⁾ A la fecha de este Prospecto, Miguel Galuccio posee (i) 5.303.907 Acciones Serie A, (ii) 1.723.494 Opciones de Compra ejercidas, (iii) 1.818.105 Opciones de Compra no ejercidas (de las cuales 272.331 se ejercen dentro de los 60 días), (iv) 892.874 Acciones Restringidas (de las cuales 186.194 se ejercen dentro de los 60 días) y (v) 2.286.083 Acciones Restringidas de rendimiento (que no podrán ejercerse en un plazo de 60 días a partir de la fecha del presente Prospecto).

Vista Energy, 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 Energy, 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	55	Sin fecha de expiración	Masculino
Susan L. Segal	Consejera Independiente	Sí	70	Sin fecha de expiración	Femenino
Mauricio Doehner Cobian	Consejero Independiente	Sí	48	Sin fecha de expiración	Masculino
Pierre-Jean Sivignon	Consejero Independiente	Sí	66	Sin fecha de expiración	Masculino
Gerard Martellozo	Consejero Independiente	Si	67	Sin fecha de expiración	Masculino
Germán Losada	Consejero Independiente	Sí	38	Sin fecha de expiración	Masculino

Alejandro Chernacov
Director y Subdelegado



Desde el 28 de julio de 2017, Miguel Galuccio es el Presidente del Consejo de Administración y Director General de Vista Energy, 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 Energy, 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	55	Masculino	
Pablo Manuel Vera Pinto	Director de Finanzas	45	Masculino	
Juan Garoby	Director de Operaciones	52	Masculino	
Alejandro Chernacov	Director de Planificación Estratégica y Relaciones con Inversionistas	41	Masculino	

Vista Energy, 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: <https://vistaenergy.com/inversionistas>; www.gob.mx/cnbv y www.bmv.com.mx.

c) Transacciones con partes relacionadas

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

Préstamo Intercompany

Con fecha 12 de junio de 2020, Vista Argentina, como prestamista, celebró un contrato de préstamo con Vista Energy, S.A.B. de C.V., 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 Energy, S.A.B. de C.V. 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 Energy, S.A.B. de C.V. tiene a través de su subsidiaria Vista Energy Holding II, S.A. de C.V.; y (ii) otras inversiones de Vista Energy, S.A.B. de C.V. en México. Asimismo, el préstamo permite pagos anticipados, totales o parciales, en cualquier momento durante la vigencia del mismo.

Con fecha 5 de enero de 2022 Vista Argentina y AFBN S.R.L. acordaron una línea de crédito por hasta US\$10.000.000 para desembolsar total o parcialmente hasta el 31 de diciembre de 2022. Cada préstamo desembolsado bajo esta línea tendrá un plazo de 365 días y le corresponderá una tasa de interés del 5%. El pago de los intereses y la amortización serán al vencimiento. El 5 de enero de 2022 se desembolsaron US\$1.300.000, el 24 de enero de 2022 US\$2.000.000 y el 31 de enero de 2022 US\$600.000.

Alejandro Chernacov
Director y Subdelegado



Con fecha 22 de febrero de 2022 Vista Argentina celebró un contrato de mutuo con VX Ventures Asociación en Participación, por un monto total de hasta \$16.316.284. El mutuo devengará intereses a una tasa nominal anual de 46,7% y tiene vencimiento el 31 de diciembre del 2026.

Con fecha 1 de diciembre de 2022, Vista celebró un contrato de mutuo con Vista Energy Holding II, S.A. de C.V por un monto de USS\$3,8 millones, por un plazo de 2 años, a una tasa fija del 7,5%.

Alejandro Chernacov
Director y Subdelegado

A handwritten signature in black ink, consisting of several loops and a long horizontal stroke at the end, positioned below the printed name and title.

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 2022 comparativo con el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021 y con el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020 (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 Financieros Anuales 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 2022, 2021 y 2020.

Este Prospecto contiene información en Pesos de los Estados Financieros Anuales de la Sociedad por los ejercicios finalizados al 31 de diciembre de 2022 y 2021 comparativos con ejercicio 2020 (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 Energy Argentina S.A.—Información Financiera*”, bajo los ID 3014125, 2862267 y 2728360 respectivamente. Adicionalmente se presenta información en Dólares Estadounidenses de los Estados Financieros Anuales por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2022, 2021 y 2020. Podrán solicitarse copias de los Estados Financieros Anuales en la sede administrativa de la Sociedad sita en Av. Libertador 101, Piso 12, Vicente López, Provincia de Buenos Aires, Argentina, en días hábiles, en el horario de 10 a 18 hs o bien en la página web de la CNV (www.argentina.gov.ar/cnv) en el ítem “*Empresas—Vista Energy Argentina S.A.—Información Financiera*” de la AIF y en la página web de la Sociedad (<https://vistaenergy.com>).

Como Anexo I al presente Prospecto, se detallan los cuadros de Estado de Resultado y Estado de Situación Financiera, tal como se encuentran en los estados financieros de la Emisora al 31 de marzo de 2023. El balance completo se encuentra disponible en AIF bajo el ID 3045846, publicado el 15 de mayo de 2023.

Los Estados Financieros Anuales de la Sociedad al 31 de diciembre de 2022, 2021 y 2020 han sido auditados por Pistrelli, Henry Martin y Asociados S.R.L., firma miembro de Ernst & Young Global, auditores externos de la Sociedad. Los Estados Financieros Anuales de la Sociedad al 31 de diciembre de 2022, 2021 y 2020 han sido aprobados por el Directorio de la Sociedad en sus reuniones de fechas 8 de marzo de 2023 (ID 3010970), 9 de marzo de 2022 (ID 2862268) y 29 de marzo de 2021 (ID 2721930), respectivamente.

La Sociedad ha definido al Dólar Estadounidense como su moneda funcional atento al entorno económico primario en donde opera. Los Estados Financieros Anuales 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 2022, 2021 y 2020 es \$177,16, por cada US\$1, \$102,72 por cada US\$1 y \$84,15 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. Véase también

Alejandro Chernacov
Director y Subdelegado



“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 2022, 2021 y 2020 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.

El 28 de octubre de 2022 se publicó en el BO la Resolución General N° 941/2022 de la CNV la cual introduce determinadas disposiciones para aquellas emisoras con moneda funcional distinta a la moneda de curso legal en Argentina que en relación con sus operaciones propias desarrollen políticas contables de presentación y revelación en las que las diferencias de conversión originadas en las cuentas de ganancias reservadas y resultados no asignados se presenten apropiadas a las partidas que les dieron origen. Como consecuencia de ello, Vista ha aplicado las disposiciones introducidas por la mencionada resolución en sus estados financieros anuales al 31 de diciembre de 2022, y cuya aplicación fue retroactiva al 1 de enero de 2021.

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 Anuales 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.

Alejandro Chernacov
Director y Subdelegado



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 Argentina 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.

Alejandro Chernacov
Director y Subdelegado



Información sobre las reservas de petróleo y gas de la Compañía

La información incluida en este Prospecto respecto a las cantidades estimadas de Reservas Probadas se deriva de las estimaciones de las Reservas Probadas al 31 de diciembre de 2022. Las estimaciones de Reservas Probadas se derivan del reporte de fecha 1 de febrero de 2023 preparado por DeGolyer and MacNaughton Corp. (“D&M”), para nuestras concesiones ubicadas en Argentina (el “Reporte de Reservas 2022”). D&M son consultores independientes en evaluación de reservas. El Reporte de Reservas de 2022 preparado por D&M se realizó con base en la información proporcionada por nosotros y presenta una valuación al 31 de diciembre de 2022 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, Aguada Federal, Bandurria Norte, 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 2022 que surge de nuestros Estados Financieros Anuales aprobados por el Directorio de la Sociedad con fecha 8 de marzo de 2023 y al 31 de diciembre de 2021 comparativo con el ejercicio finalizado el 31 diciembre de 2020 que surge de nuestros Estados Financieros Anuales aprobados por el Directorio de la Sociedad con fecha 9 de marzo de 2022. La siguiente información deberá ser leída conjuntamente con los Estados Financieros Anuales -según se define anteriormente - 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 2022 comparativo con el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021 y con el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020:*

(Expresados en miles de Pesos)	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2022	2021	2020

Alejandro Chernacov
Director y Subdelegado



Ingresos por ventas a clientes	148.229.728	61.952.744	19.512.363
Costo de ventas:			
Costos operativos	(17.255.768)	(9.833.605)	(6.126.659)
Fluctuación del inventario de petróleo	65.739	21.107	332.796
Depreciaciones, agotamiento y amortizaciones	(29.342.299)	(18.265.086)	(9.930.585)
Regalías	(18.541.486)	(8.003.970)	(2.738.073)
Resultado bruto	83.155.914	25.871.190	1.049.842
Gastos de comercialización	(8.120.902)	(4.072.209)	(1.677.980)
Gastos de administración	(4.917.764)	(1.925.676)	(832.610)
Otros ingresos operativos	3.730.072	2.261.941	348.209
Otros gastos operativos	(783.367)	(265.468)	(31.631)
Deterioro de propiedades, planta y equipos	-	-	(30.075)
Resultado operativo	73.063.953	21.869.778	(1.174.245)
Resultado por inversiones en asociadas	476.148	14.251	-
Ingresos financieros	340.684	269.794	200.750
Gastos financieros	(3.798.320)	(4.805.312)	(3.473.080)
Otros resultados financieros	(3.219.683)	(1.250.584)	(654.994)
Resultados financieros, netos	(6.677.319)	(5.786.102)	(3.927.324)
Resultado antes de impuesto a las ganancias	66.862.782	16.097.927	(5.101.569)
Impuesto a las ganancias	(29.168.020)	(8.078.407)	326.948
Resultado del ejercicio	37.694.762	8.019.520	(4.774.621)
Otro resultado integral			
<i>Conceptos que no podrán ser reclasificados a resultados en períodos posteriores</i>			
- Diferencia de conversión	49.002.077	6.289.632	8.102.425
- (Pérdida) por remediación relacionada con planes de beneficios definidos	(574.202)	(442.954)	36.750
- Impuesto a las ganancias diferido	200.733	199.944	(9.115)
Otro resultado integral del ejercicio	48.628.608	6.046.622	8.130.060
Resultado integral del ejercicio	86.323.370	14.066.142	3.355.439

Estado de Situación Financiera al 31 de diciembre de 2022, 2021 y 2020:

Alejandro Chernacov
Director y Subdelegado



(Expresado en miles de Pesos)	Al 31 de diciembre de		
	2022	2021	2020
ACTIVO			
ACTIVO NO CORRIENTE			
Propiedades, planta y equipos	228.381.155	96.535.171	68.157.431
Plusvalía	7.451.046	4.341.396	3.565.796
Otros activos intangibles	1.199.189	389.262	436.262
Activos por derechos de uso	4.534.893	2.699.475	1.894.438
Inversiones en asociadas	13.385.671	3.131.328	5
Créditos por ventas y otros créditos	7.786.107	4.229.520	6.499.010
Total del activo no corriente	262.738.061	111.326.152	80.552.942
ACTIVO CORRIENTE			
Inventarios	1.916.467	1.434.069	1.167.164
Créditos por ventas y otros créditos	25.303.169	4.042.833	3.954.046
Caja, bancos e inversiones corrientes	28.950.547	17.518.935	2.844.071
Total del activo corriente	56.170.183	22.995.837	7.965.281
Activos disponibles para la venta	-	-	2.814.620
Total del activo	318.908.244	134.321.989	91.332.843
PATRIMONIO			
Capital social	89.049	89.049	89.049
Aportes irrevocables	2.604.606	162.841	-
Reserva legal	250.214	250.214	250.214
Resultados no asignados	82.388.394	32.914.405	19.730.768
Otro resultado integral	10.388.286	5.616.176	4.733.671
Total del patrimonio	95.720.549	39.032.685	24.803.702
PASIVO			
PASIVO NO CORRIENTE			
Pasivo por impuesto diferido	26.286.431	8.230.120	5.000.652
Provisiones	5.378.367	2.418.629	2.011.883
Planes de beneficios definidos	2.170.303	803.506	291.262
Préstamos	86.182.682	46.398.770	29.415.347
Pasivo por arrendamientos	3.611.171	1.981.077	1.472.424
Remuneraciones y cargas sociales	1.482.761	77.908	7.555
Deudas comerciales y otras deudas	677.358	-	-
Total del pasivo no corriente	125.789.073	59.910.010	38.199.123

Alejandro Chernacov
Director y Subdelegado



PASIVO CORRIENTE

Provisiones	504.578	295.869	175.359
Remuneraciones y cargas sociales	2.671.784	979.505	461.509
Préstamos	12.707.922	16.842.718	16.585.829
Pasivo por arrendamientos	1.442.492	780.931	510.941
Pasivo por impuesto a las ganancias	10.411.695	4.471.100	-
Cargas fiscales	3.327.179	1.051.060	408.988
Deudas comerciales y otras deudas	66.332.972	10.958.111	9.757.658
Total del pasivo corriente	97.398.622	35.379.294	27.900.284
Pasivos atribuibles a activos disponibles para la venta	-	-	429.734
Total del pasivo	223.187.695	95.289.304	66.529.141
Total pasivo y patrimonio	318.908.244	134.321.989	91.332.843

Estado de Cambios en el Patrimonio por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022:

	Aporte de los propietarios		Resultados acumulados		Otro resultado integral				Total del patrimonio 31.12.2022
	Capital social	Aportes irrevocables	Reserva legal	Resultados no asignados	Atribuible al capital social y aportes irrevocables	Atribuible a la Reserva legal	Otros conceptos	Total Otro resultado integral	
Saldos al 31 de diciembre de 2021	89.049	162.841	250.214	32.914.405	5.171.932	1.060.493	(616.249)	5.616.176	39.032.685
<i>Según resoluciones del Directorio:</i>									
Constitución de aportes irrevocables (Nota 19.2)	-	2.441.765	-	-	-	-	-	-	2.441.765
<i>Según resoluciones de la Asamblea:</i>									
Distribución de dividendos (Nota 19.4)	-	-	-	(32.077.271)	-	-	-	-	(32.077.271)
Resultado del ejercicio	-	-	-	37.694.762	-	-	-	-	37.694.762
Otro resultado integral del ejercicio	-	-	-	-	-	-	48.628.608	48.628.608	48.628.608
Apropiación de la diferencia de conversión (Nota 19)	-	-	-	43.856.498	4.750.279	949.854	(49.556.631)	(43.856.498)	-
Saldos al 31 de diciembre de 2022	89.049	2.604.606	250.214	82.388.394	9.922.211	2.010.347	(1.544.272)	10.388.286	95.720.549

Estado de Cambios en el Patrimonio por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021:

	Aporte de los propietarios		Resultados acumulados		Otro resultado integral				Total del patrimonio 31.12.2021
	Capital social	Aportes irrevocables	Reserva legal	Resultados no asignados	Atribuible al capital social y aportes irrevocables	Atribuible a la Reserva legal	Otros conceptos	Total Otro resultado integral	
Saldos al 31 de diciembre de 2020	89.049	-	250.214	(4.774.621)	-	-	29.239.060	29.239.060	24.803.702
Apropiación de la diferencia de conversión (Nota 19)	-	-	-	24.505.389	4.206.977	823.540	(29.535.906)	(24.505.389)	-
Saldos al 31 de diciembre de 2020 modificados	89.049	-	250.214	19.730.768	4.206.977	823.540	(296.846)	4.733.671	24.803.702

Según Directorios celebrados el 19 de febrero y 23 de agosto de 2021:

Alejandro Chernacov
Director y Subdelegado



Constitución de aportes irrevocables (Nota 19.2)	-	162.841	-	-	-	-	-	-	162.841
Resultado del ejercicio	-	-	-	8.019.520	-	-	-	-	8.019.520
Otro resultado integral del ejercicio	-	-	-	-	-	-	6.046.622	6.046.622	6.046.622
Apropiación de la diferencia de conversión (Nota 19)	-	-	-	5.164.117	964.955	236.953	(6.366.025)	(5.164.117)	-
Saldos al 31 de diciembre de 2021	89.049	162.841	250.214	32.914.405	5.171.932	1.060.493	(616.249)	5.616.176	39.032.685

Estado de Cambios en el Patrimonio por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020:

	Capital Social	Reserva legal	Reserva facultativa	Resultados no asignados	Otro resultado integral	Total del patrimonio 31.12.2020
Saldos al 31 de diciembre de 2019	89.049	250.214	7.496.276	(5.522.839)	21.109.000	23.421.700
<i>Según Asamblea General Ordinaria de Accionistas celebrada el 30 de abril de 2020:</i>						
Desafectación de reserva facultativa y absorción de pérdidas	-	-	(5.522.839)	5.522.839	-	-
Distribución de dividendos	-	-	(848.000)	-	-	(848.000)
<i>Según Asamblea General Ordinaria de Accionistas celebrada el 5 de junio de 2020:</i>						
Distribución de dividendos	-	-	(1.125.437)	-	-	(1.125.437)
Resultado del ejercicio	-	-	-	(4.774.621)	-	(4.774.621)
Otro resultado integral del ejercicio	-	-	-	-	8.130.060	8.130.060
Saldos al 31 de diciembre de 2020	89.049	250.214	-	(4.774.621)	29.239.060	24.803.702

Estado de Flujos de Efectivo por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022 comparativo con los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2021 y 2020:

(Expresados en miles de Pesos)	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2022	2021	2020
Flujos de efectivo de las actividades operativas			
Resultado del ejercicio	37.694.762	8.019.520	(4.774.621)
Ajustes para conciliar los flujos netos de efectivo provenientes de las actividades operativas:			
Partidas que no afectan efectivo:			
(Reversión) Constitución de provisión para pérdidas crediticias esperadas	(619)	17.047	(30.547)
Diferencia de cambio	(6.430.427)	(843.908)	(193.072)
Descuento de pasivo por abandono de pozos	314.385	233.290	183.206
Incremento neto en provisiones	389.494	189.412	7.533
Descuento de activos y pasivos a valor presente	527.174	(162.452)	296.396
Descuento de pasivo por arrendamiento	247.089	100.550	118.813
Gastos por pagos basados en acciones	1.143.817	130.793	(59.133)
Impuesto a las ganancias	29.168.020	8.078.407	(326.948)
Planes de beneficios definidos	68.521	23.938	17.675
Partidas relacionadas con actividades de inversión:			
Depreciaciones de propiedades, planta y equipos y activos por derecho de uso	28.938.264	17.968.275	9.762.290
Amortización de activos intangibles	404.035	296.811	168.295

Alejandro Chernacov
Director y Subdelegado



Deterioro de propiedades, planta y equipos	-	-	30.075
Ganancia por baja de activos	-	(955.082)	-
Ganancia por acuerdo de <i>farmout</i>	(2.506.223)	(939.578)	-
Ganancia por combinación de negocios	-	-	(97.475)
Ingresos financieros	(340.684)	(269.794)	(200.750)
Cambios en el valor razonable de activos financieros	2.233.179	248.136	35.070
Resultado por inversiones en asociadas	(476.148)	(14.251)	-
Partidas relacionadas con actividades de financiamiento:			
Gastos por intereses	3.798.320	4.805.312	3.473.080
Resultado por revaluación de deuda	7.251.913	1.878.999	-
Costo amortizado	326.846	391.819	203.431
Otros resultados financieros	426.386	-	-
Cambios en activos y pasivos operativos:			
Créditos por ventas y otros créditos	(4.671.156)	872.378	621.490
Inventarios	(65.739)	(21.107)	(339.971)
Deudas comerciales y otras deudas	1.027.992	(586.797)	(260.353)
Plan de beneficios definidos	(33.959)	(36.130)	(57.011)
Remuneraciones y cargas sociales	1.913.446	373.446	(160.310)
Cargas fiscales	329.449	963.119	71.760
Provisiones	(25.801)	(174.102)	152.900
Impuesto a las ganancias pagado	(9.340.273)	(476.525)	(153.689)
Flujos netos de efectivo generados por actividades operativas	92.312.063	40.111.526	8.488.134
Flujos de efectivo de las actividades de inversión			
Adquisiciones de propiedades, planta y equipos	(54.244.582)	(27.768.280)	(11.061.142)
Pagos por la adquisición de activos AFBN S.R.L.	(12.981.487)	-	-
Aportes irrevocables pagados a asociadas	(5.959.194)	(3.025.485)	-
Pagos recibidos por acuerdo de <i>farmout</i>	2.637.800	991.250	-
Pagos por adquisiciones de otros activos intangibles	(784.449)	(163.529)	(215.612)
Préstamos otorgados a sociedades relacionadas	(518.692)	-	(3.277.460)
Préstamos cobrados a sociedades relacionadas	-	2.165.904	42.043
Procedente de la baja de activos	-	1.436.850	-
Flujos netos de efectivo (aplicados) en actividades de inversión	(71.850.604)	(26.363.290)	(14.512.171)
Flujos de efectivo de las actividades de financiación			
Préstamos recibidos	19.591.799	33.124.194	14.290.543
Pago de préstamos - capital	(23.905.942)	(26.742.340)	(6.745.405)
Pago de préstamos - intereses	(4.232.097)	(5.110.979)	(2.999.292)
Pago de costos por emisión de préstamos	(255.505)	(305.441)	(150.051)
Pago de arrendamientos	(1.508.681)	(860.691)	(624.145)
Pago de dividendos	(3.017.756)	-	(1.973.437)
Aportes irrevocables recibido	2.441.765	162.841	-
Préstamos recibidos de sociedades relacionadas	637.336	-	-
Flujos netos de efectivo generados por actividades de financiación	(10.249.081)	267.584	1.798.213
(Disminución)/Aumento de efectivo y equivalente de efectivo neto	10.212.378	14.015.820	(4.225.824)
Efectivo y equivalente de efectivo al inicio del ejercicio	17.128.986	2.706.625	5.620.293
Diferencia de conversión del efectivo y equivalente de efectivo	1.609.183	406.541	1.312.156
Efectivo y equivalente de efectivo al cierre del ejercicio	28.950.547	17.128.986	2.706.625
Flujos de efectivo de las actividades de inversión			
Adquisición de propiedad, planta y equipos a través de un incremento en deudas comerciales y otras deudas	21.424.993	7.940.716	6.925.415
Cambios en la provisión de taponamiento y abandono de pozos que impactan en propiedades, planta y equipos	635.006	(94.485)	(26.238)

Alejandro Chernacov
Director y Subdelegado



Otra información financiera:

(Expresado en miles de Pesos)	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2022	2021	2020
Resultado del ejercicio	37.694.762	8.019.520	(4.774.621)
Impuesto a las ganancias devengado	29.168.020	8.078.407	(326.948)
Resultados financieros, netos	6.677.319	5.786.102	3.927.324
Depreciaciones y amortizaciones	29.342.299	18.265.086	9.930.585
Resultado por inversiones en asociadas	(476.148)	(14.251)	-
Gastos de reestructuración y reorganización	393.873	76.056	24.098
Ganancia por baja de activos	-	(955.082)	-
Ganancia por combinación de negocios	-	-	(97.475)
EBITDA Ajustado	102.800.125	39.255.838	8.682.963

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 2022, 2021 y 2020 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.

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 2022, 2021 y 2020.

(Expresados en miles de Dólares Estadounidenses)	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2022	2021	2020
Ingresos por ventas a clientes	1.107.674	644.866	271.448
Costo de ventas:			
Costos operativos	(129.513)	(103.659)	(87.176)
Fluctuación del inventario de petróleo	(500)	(905)	3.095
Depreciaciones, agotamiento y amortizaciones	(217.592)	(190.374)	(136.126)
Regalías	(133.880)	(82.610)	(37.621)
Resultado bruto	626.189	267.318	13.620
Gastos de comercialización	(58.324)	(42.104)	(23.434)
Gastos de administración	(34.781)	(19.741)	(11.532)
Otros ingresos operativos	25.513	22.989	4.945
Otros gastos operativos	(5.238)	(2.794)	(823)
Deterioro de propiedades, planta y equipos	-	-	(394)
Resultado operativo	553.359	225.668	(17.618)
Resultado por inversiones en asociadas	2.768	139	-
Ingresos financieros	2.552	2.591	2.610
Gastos financieros	(28.909)	(50.660)	(47.923)
Otros resultados financieros	(19.784)	(12.034)	(9.208)
Resultados financieros netos	(46.141)	(60.103)	(54.521)
Resultado antes de impuesto a las ganancias	509.986	165.704	(72.139)

Alejandro Chernacov
Director y Subdelegado



Impuesto a las ganancias	(160.842)	(79.747)	4.566
Resultado del ejercicio	349.144	85.957	(67.573)
Otro resultado integral			
<i>Conceptos que no serán reclasificados a resultados en períodos posteriores</i>			
- (Pérdida) por remediación relacionada con planes de beneficios definidos	(4.181)	(4.513)	460
- Impuesto a las ganancias diferido	1.463	2.048	(115)
Otro resultado integral del ejercicio	(2.718)	(2.465)	345
Resultado integral del ejercicio	346.426	83.492	(67.228)

Estado de Situación Financiera al 31 de diciembre de 2022, 2021 y 2020:

(Expresado en miles Dólares estadounidenses)	Al 31 de diciembre de		
	2022	2021	2020
ACTIVO			
ACTIVO NO CORRIENTE			
Propiedades, planta y equipos	1.289.124	939.789	809.951
Plusvalía	42.058	42.264	42.374
Otros activos intangibles	6.769	3.790	5.184
Activos por derechos de uso	25.598	26.280	22.513
Inversiones en asociadas	75.557	30.484	1
Créditos por ventas y otros créditos	43.950	41.198	77.252
Total del activo no corriente	1.483.056	1.083.805	957.275
ACTIVO CORRIENTE			
Inventarios	10.818	13.961	13.870
Créditos por ventas y otros créditos	142.827	39.358	46.993
Caja, bancos e inversiones corrientes	163.414	170.551	33.797
Total del activo corriente	317.059	223.870	94.660
Activos disponibles para la venta	-	-	33.448
Total del activo	1.800.115	1.307.675	1.085.383
PATRIMONIO			
Capital social	51.052	51.052	51.052
Aportes irrevocables	20.159	1.750	
Reserva legal	12.760	12.760	12.760
Reserva facultativa	-	-	-
Resultados no asignados	465.029	320.428	234.471
Otro resultado integral	(8.694)	(5.976)	(3.511)
Total del patrimonio	540.306	380.014	294.772
PASIVO			
PASIVO NO CORRIENTE			
Pasivos por impuesto diferido	148.377	80.122	59.425
Provisiones	30.359	23.546	23.908
Planes de beneficios definidos	12.251	7.822	3.461

Alejandro Chernacov
Director y Subdelegado



Préstamos	486.468	451.701	349.559
Pasivo por arrendamientos	20.384	19.286	17.498
Remuneraciones y cargas sociales	8.370	758	90
Deudas comerciales y otras deudas	3.823	-	-
Total del pasivo no corriente	710.032	583.235	453.941
PASIVO CORRIENTE			
Provisiones	2.848	2.880	2.084
Remuneraciones y cargas sociales	15.081	9.536	5.485
Préstamos	71.731	163.967	197.098
Pasivo por arrendamientos	8.142	7.603	6.072
Pasivo por impuesto a las ganancias	58.770	43.527	-
Cargas fiscales	18.781	10.232	4.868
Deudas comerciales y otras deudas	374.424	106.681	115.956
Total del pasivo corriente	549.777	344.426	331.563
Pasivos atribuibles a activos disponibles para la venta	-	-	5.107
Total del pasivo	1.259.809	927.661	790.611
Total pasivo y patrimonio	1.800.115	1.307.675	1.085.383

Otra información financiera:

(Expresado en miles de Dólares estadounidenses)	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2022	2021	2020
(Pérdida) utilidad, neta	349.144	85.957	(67.573)
Impuesto a las ganancias devengado	160.842	79.747	(4.566)
Resultados financieros, netos	46.141	60.103	54.521
Depreciaciones y amortizaciones	217.592	190.374	136.126
Resultado por inversiones en asociadas	(2.768)	(139)	-
Gastos de reestructuración y reorganización	2.461	830	720
Ganancia por baja de activos	-	(9.801)	-
Ganancia por combinación de negocios	-	-	(1.383)
EBITDA Ajustado	773.412	407.071	117.845

b) Indicadores

Al 31 de diciembre de 2022, 2021 y 2020:

	Al 31 de diciembre de		
	2022	2021	2020
Liquidez Corriente (Activo Corriente / Pasivo Corriente)	0,58	0,65	0,29
Solvencia (Patrimonio Neto / Pasivo)	0,43	0,41	0,37
Inmovilización del capital (Activo No Corriente / Activo Total)	0,82	0,83	0,88
Rentabilidad (Resultado del ejercicio/ Patrimonio Neto Promedio)	0,56	0,25	(0,20)

c) Capitalización y endeudamiento:

Alejandro Chernacov
Director y Subdelegado



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 2022, 2021 y 2020. Véase “Razones para la oferta y destino de los fondos” de este Prospecto.

Esta información debe leerse junto con los Estados Financieros Anuales 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		
	2022	2021	2020
Préstamos			
A corto plazo	12.707.922	16.842.718	16.585.829
A largo plazo	86.182.682	46.398.770	29.415.347
Total préstamos	98.890.604	63.241.488	46.001.176
Patrimonio Neto			
Capital social	89.049	89.049	89.049
Aportes irrevocables	2.604.606	162.841	-
Reserva legal	250.214	250.214	250.214
Reserva facultativa	-	-	-
Resultados no asignados	82.388.394	32.914.405	19.730.768
Otro resultado integral	10.388.286	5.616.176	4.733.671
Total patrimonio neto atribuible a los propietarios de la controladora	95.720.549	39.032.685	24.803.702
Capitalización total ⁽¹⁾	194.611.153	102.274.173	70.804.878

⁽¹⁾ 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 2022, 2021 y 2020 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		
	2022	2021	2020
Préstamos			
A corto plazo	71.731	163.967	197.098
A largo plazo	486.468	451.701	349.559
Total préstamos	558.199	615.668	546.657
Patrimonio Neto			
Capital social	51.052	51.052	51.052
Aporte irrevocable	20.159	1.750	-
Reserva legal	12.760	12.760	12.760
Reserva facultativa	-	-	-
Resultados acumulados	465.029	320.428	234.471
Otro resultado integral	(8.694)	(5.976)	(3.511)

Alejandro Chernacov
Director y Subdelegado



Total patrimonio neto atribuible a los propietarios de la controladora	540.306	380.014	294.772
Capitalización total⁽¹⁾	1.098.505	995.682	841.429

⁽¹⁾ Incluye total de préstamos más patrimonio neto

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

Los siguientes comentarios y análisis sobre nuestra situación financiera y nuestros resultados de operación ponen énfasis en cierta información relevante que está incluida en otras secciones de este Prospecto. Estos comentarios no pretenden ser exhaustivos y quizá no incluyan toda la información importante o relevante para usted. Antes de invertir en las Obligaciones Negociables usted debe leer cuidadosamente la totalidad de este Prospecto, incluyendo nuestros Estados Financieros y las secciones de este Prospecto tituladas “Antecedentes Financieros” y “Factores de Riesgo”. Esta sección contiene declaraciones con respecto al futuro que reflejan nuestras expectativas actuales y conllevan riesgos e incertidumbre. Los resultados reales y las fechas en las que ocurran los acontecimientos descritos podrían diferir sustancialmente de lo descrito en dichas declaraciones con respecto al futuro debido a una gran cantidad de factores, incluyendo los descritos en la sección titulada “Factores de Riesgo” y en otras partes de este Prospecto.

Panorama general

Vista posee activos de producción de alta calidad y costos bajos de operación en Argentina. Liderada por un equipo de profesionales de clase mundial, busca maximizar retornos para sus accionistas a través del eficiente desarrollo de sus activos, principalmente en la formación Vaca Muerta. Asimismo, la Sociedad cuenta con un sólido balance y se encuentra fuertemente enfocada en la sustentabilidad de su operación.

A la fecha de este reporte, la cartera de activos incluye participaciones en 7 concesiones de hidrocarburos ubicadas en Argentina, de las cuales 5 son concesiones no convencionales de explotación de hidrocarburos ubicadas en Vaca Muerta operadas por Vista. En las mismas, contamos con aproximadamente 157.850 acres netos. En el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022, Vista fue el segundo operador de producción de petróleo shale en Vaca Muerta, de acuerdo con información de la Secretaría de Energía, y reportó una producción total de 46.693 boe/d para dicho período.

Al 31 de diciembre de 2022 la Sociedad cuenta con 229.0 MMboe de Reservas Probadas, 90% de ellas ubicadas en yacimientos shale, y de las cuales 83% son de petróleo. Se han identificado hasta 850 potenciales

Alejandro Chernacov
Director y Subdelegado



locaciones de alta rentabilidad para desarrollar en Vaca Muerta, de las cuales 550 se hallan en la concesión Bajada del Palo Oeste, 75 en Aguada Federal, 75 en Bandurria Norte y 150 en Bajada del Palo Este. Aun considerando el incremento de actividad informado al mercado en el plan estratégico a 5 años de la Sociedad, esto representa un inventario para perforación de más de 20 años, al tiempo que se planea incrementar dicho inventario, principalmente mediante la delimitación adicional de acreage prospectivo y la evaluación de otros horizontes de navegación.

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.

Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022 comparado con el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021 y el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020 (de acuerdo a NIIF)

(Expresados en miles de Dólares Estadounidenses)	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de					
	2022	% de ingresos	2021	% de ingresos	2020	% de ingresos

Alejandro Chernacov
Director y Subdelegado



Ingresos por ventas	1.107.674	100%	644.866	100%	271.448	100%
Costo de ventas:						
Costos operativos	(129.513)	(12%)	(103.659)	(16%)	(87.176)	(32%)
Fluctuación del inventario de petróleo	(500)	0%	(905)	0%	3.095	1%
Depreciaciones, agotamiento y amortizaciones	(217.592)	(20%)	(190.374)	(30%)	(136.126)	(50%)
Regalías	(133.880)	(12%)	(82.610)	(13%)	(37.621)	(14%)
Resultado bruto	626.189	57%	267.318	41%	13.620	5%
Gastos de comercialización	(58.324)	(5%)	(42.104)	(7%)	(23.434)	(9%)
Gastos de administración	(34.781)	(3%)	(19.741)	(3%)	(11.532)	(4%)
Gastos de exploración	-	0%	-	0%	-	0%
Otros ingresos operativos	25.513	2%	22.989	4%	4.945	2%
Otros egresos operativos	(5.238)	0%	(2.794)	0%	(823)	0%
Deterioro de propiedades, planta y equipos	-	0%	-	-%	(394)	0%
Resultado operativo	553.359	50%	225.668	35%	(17.618)	(6%)
Resultado por inversiones en asociadas	2.768	0%	139	0%		
Ingresos financieros	2.552	0%	2.591	0%	2.610	1%
Gastos financieros	(28.909)	(3%)	(50.660)	(8%)	(47.923)	(18%)
Otros resultados financieros	(19.784)	(2%)	(12.034)	(2%)	(9.208)	(3%)
Resultados financieros netos	(46.141)	(4%)	(60.103)	(9%)	(54.521)	(20%)
Resultado antes de impuesto a las ganancias	509.986	46%	165.704	26%	(72.139)	(27%)
Impuesto a las ganancias	(160.842)	(15%)	(79.747)	(12%)	4.566	2%
Resultado del ejercicio	349.144	32%	85.957	13%	(67.573)	(25%)
Otro resultado integral						
<i>Conceptos que no serán reclasificados a resultados en períodos posteriores</i>						
- Perdida por remediación relacionada con planes de beneficios definidos	(4.181)	(0%)	(4.513)	(1%)	460	0%
- Impuesto a las ganancias diferido	1.463	0%	2.048	0%	(115)	0%
Otro resultado integral del ejercicio	(2.718)	(0%)	(2.465)	(0%)	345	0%
Resultado integral del ejercicio	346.426	31%	83.492	13%	(67.228)	(25%)

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>	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2022	2021	2020
Ingresos por petróleo crudo	1.032.081	586.228	234.787
Ingresos por gas natural	70.007	53.812	32.894
Ingresos por GNL	5.586	4.826	3.767
Ingresos por ventas	1.107.674	644.866	271.448

(Expresados en miles de Pesos)	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de					
	2022	% de ingresos	2021	% de ingresos	2020	% de ingresos

Alejandro Chernacov
Director y Subdelegado



Ingresos por ventas a clientes	148.229.728	100%	61.952.744	100%	19.512.363	100%
Costo de ventas:						
Costos operativos	(17.255.768)	(12%)	(9.833.605)	(16%)	(6.126.659)	(31%)
Fluctuación del inventario de petróleo	65.739	0%	21.107	0%	332.796	2%
Depreciaciones, agotamiento y amortizaciones	(29.342.299)	(20%)	(18.265.086)	(29%)	(9.930.585)	(51%)
Regalías	(18.541.486)	(13%)	(8.003.970)	(13%)	(2.738.073)	(14%)
Resultado bruto	83.155.914	56%	25.871.190	42%	1.049.842	5%
Gastos de comercialización	(8.120.902)	(5%)	(4.072.209)	(7%)	(1.677.980)	(9%)
Gastos de administración	(4.917.764)	(3%)	(1.925.676)	(3%)	(832.610)	(4%)
Gastos de exploración	-	0%	-	0%	-	0%
Otros ingresos operativos	3.730.072	3%	2.261.941	4%	348.209	2%
Otros egresos operativos	(783.367)	(1%)	(265.468)	(0%)	(31.631)	0%
Deterioro de propiedades, planta y equipos	-	0%	-	-%	(30.075)	0%
Resultado operativo	73.063.953	49%	21.869.778	35%	(1.174.245)	(6%)
Resultado por inversiones en asociadas	476.148	0%	14.251	0%		
Ingresos por intereses	340.684	0%	269.794	0%	200.750	1%
Gastos por intereses	(3.798.320)	(3%)	(4.805.312)	(8%)	(3.473.080)	(18%)
Otros resultados financieros	(3.219.683)	(2%)	(1.250.584)	(2%)	(654.994)	(3%)
Resultados financieros netos	(6.677.319)	(5%)	(5.786.102)	(9%)	(3.927.324)	(20%)
Resultado antes de impuesto a las ganancias	66.862.782	45%	16.097.927	26%	(5.101.569)	(26%)
Impuesto a las ganancias	(29.168.020)	(20%)	(8.078.407)	(13%)	326.948	2%
Resultado del ejercicio	37.694.762	25%	8.019.520	13%	(4.774.621)	(24%)
Otro resultado integral						
<i>Conceptos que no serán reclasificados a resultados en períodos posteriores</i>						
- Diferencia de conversión	49.002.077	33%	6.289.632	10%	8.102.425	42%
- Perdida por remediación relacionada con planes de beneficios definidos	(574.202)	(0%)	(442.954)	(1%)	36.750	0%
- Impuesto a las ganancias diferido	200.733	0%	199.944	0%	(9.115)	0%
Otro resultado integral del ejercicio	48.628.608	33%	6.046.622	10%	8.130.060	42%
Resultado integral del ejercicio	86.323.370	58%	14.066.142	23%	3.355.439	17%

<i>Tipo de bien</i> <i>(Expresado en miles de Pesos)</i>	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2022	2021	2020
Ingresos por petróleo crudo	137.762.326	56.270.841	16.908.500
Ingresos por gas natural	9.723.804	5.216.000	2.340.541
Ingresos por GNL	743.598	465.903	263.322
Ingresos por ventas	148.229.728	61.952.744	19.512.363

Los ingresos por ventas totalizaron \$148.230 millones durante el ejercicio 2022, comparado con \$61.953 millones durante el ejercicio 2021. Este aumento se debe principalmente a un mayor volumen vendido y precio realizado de petróleo.

Alejandro Chernacov
Director y Subdelegado



Los ingresos por ventas de petróleo crudo ascendieron a \$137.762 millones durante el ejercicio 2022, comparado con \$56.271 millones durante el ejercicio 2021, representando un crecimiento del 145%. Esta variación se debe a un aumento en los volúmenes vendidos del 33% y que los precios realizados de petróleo, medidos en pesos, se incrementaron un 83%.

Adicionalmente, durante el ejercicio 2022 las exportaciones de petróleo crudo representaron el 55% de los ingresos por ventas de dicho producto, que resultó en un incremento del 333% respecto a las exportaciones del ejercicio 2021.

Los ingresos por ventas de gas natural ascendieron a \$9.724 millones durante el ejercicio 2022, comparado con \$5.216 millones durante el ejercicio 2021, representando un aumento del 86%. Los volúmenes de gas vendidos crecieron un 4% alcanzando 3.017 miles de barriles de petróleo equivalente (“Mboe”) durante el ejercicio 2022, mientras que los precios realizados de gas natural, medidos en pesos, aumentaron un 80%, impulsados principalmente por los precios de los clientes industriales y los mayores precios de exportación.

Los ingresos por ventas de GNL totalizaron \$744 millones durante el ejercicio 2022, comparado con \$466 millones del ejercicio 2021, lo que representó un crecimiento del 60%.

Costo de ventas

(Expresado en miles de Dólares Estadounidenses)	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2022	2021	2020
Costos de operación	(129.513)	(103.659)	(87.176)
Fluctuación del inventario de petróleo	(500)	(905)	3.095
Depreciación, agotamiento y amortización	(217.592)	(190.374)	(136.126)
Regalías	(133.880)	(82.610)	(37.621)
Costo de ventas	(481.485)	(377.548)	(257.828)

(Expresado en miles de Pesos)	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2022	2021	2020
Costos de operación	(17.255.768)	(9.833.605)	(6.126.659)
Fluctuación del inventario de petróleo	65.739	21.107	332.796
Depreciación, agotamiento y amortización	(29.342.299)	(18.265.086)	(9.930.585)
Regalías	(18.541.486)	(8.003.970)	(2.738.073)
Costo de ventas	(65.073.814)	(36.081.554)	(18.462.521)

El costo de ventas ascendió a \$65.074 millones durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022, en comparación con \$36.082 millones para el mismo período del año anterior. El costo total de ventas incluyó fluctuaciones del inventario de petróleo, costos operativos, depreciación, agotamiento y amortización y regalías.

A continuación, se detallan las variaciones en los distintos ítems que lo componen:

Los costos operativos ascendieron a \$17.256 millones durante el ejercicio 2022, en comparación con \$9.834 millones durante el ejercicio 2021, lo que representó el 12% y 16% de los ingresos por ventas, respectivamente. Este aumento se debe principalmente a la devaluación del peso contra el dólar estadounidense, que impactó en bienes y servicios con tarifas dolarizadas, compensados parcialmente por eficiencias en la actividad.

Asimismo, se observó un aumento de depreciación, agotamiento y amortización del 61%, alcanzando \$29.342 millones durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022, relacionado, principalmente, con la capitalización de pozos *shale*.

Alejandro Chernacov
Director y Subdelegado



Sumado a lo anterior, se registró un aumento en el cargo por regalías del 132%, las cuales alcanzaron \$18.541 millones, en línea con el incremento en la producción y en los precios realizados de ventas.

Por último, en el ejercicio 2022 se registró un aumento de la ganancia por la fluctuación del inventario de petróleo del 211% comparado con el ejercicio 2021.

Resultado bruto

La ganancia bruta ascendió a \$83.156 millones durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022, en comparación con \$25.871 millones durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021, lo que representó el 56% y 42% de los ingresos por ventas, respectivamente.

Gastos de comercialización

Los gastos de comercialización ascendieron a \$8.121 millones durante el ejercicio 2022, en comparación con \$4.072 millones durante el ejercicio 2021, lo que representó el 5% y 7% de los ingresos por ventas respectivamente. Este aumento se debe, principalmente, a un incremento en los gastos de transporte; y en impuestos, tasas y contribuciones; ambos vinculados con el aumento en la actividad y la devaluación del peso argentino en relación con el dólar estadounidense durante el ejercicio 2022.

Gastos de administración

Los gastos de administración ascendieron a \$4.918 millones durante el ejercicio 2022, en comparación con \$1.926 millones durante el ejercicio 2021, lo que representó el 3% de los ingresos por ventas en ambos ejercicios. Éste incremento se debe principalmente a un aumento en los salarios y contribuciones sociales, en los gastos por pagos basados en acciones y los honorarios y compensación por servicios.

Otros resultados operativos netos

En otros resultados operativos netos se alcanzó una ganancia de \$2.947 millones durante el ejercicio 2022, en comparación con una ganancia de \$1.996 millones registrada durante el ejercicio 2021. Esta variación corresponde, principalmente, a la ganancia generada el acuerdo de *farmout*, reconocido en el ejercicio 2022.

Deterioro de propiedades, planta y equipos

Durante el ejercicio 2022 no se registró deterioro de propiedades, planta y equipos, al igual que durante el ejercicio 2021.

Resultado Operativo

La ganancia operativa alcanzó \$73.064 millones durante el ejercicio 2022, en comparación con la ganancia operativa de \$21.870 millones durante el ejercicio 2021, lo que representó el 49% y 35% y de los ingresos por ventas, respectivamente.

Resultados financieros netos

Los resultados financieros netos resultaron en una pérdida de \$6.677 millones durante el ejercicio 2022, en comparación con \$5.786 millones durante el ejercicio 2021. Esta variación se debió principalmente al incremento en el resultado por revaluación de deuda.

Resultado antes de impuesto a las ganancias

El resultado antes del impuesto a las ganancias ascendió a una ganancia de \$66.863 millones para el ejercicio 2022, en comparación con una ganancia de \$16.098 millones para el ejercicio 2021.

Alejandro Cherniakov
Director y Subdelegado



Impuesto a las ganancias

El impuesto a las ganancias resultó en una pérdida de \$29.168 millones durante el ejercicio 2022, comparado con una ganancia de \$8.078 millones durante el ejercicio 2021. Esta variación se debió, principalmente, a un incremento en el resultado del ejercicio 2022; al impacto del ajuste por inflación impositivo y la devaluación del peso argentino respecto al dólar estadounidense.

Resultado del ejercicio

El resultado del ejercicio arrojó una ganancia neta de \$37.695 millones durante ejercicio 2022, en comparación con una ganancia neta de \$8.020 millones durante ejercicio 2021.

Deuda

Al 31 de diciembre de 2022 teníamos una deuda insoluble por un total aproximado de \$ 98.891 millones.

El 19 de julio de 2018 Vista Argentina como prestataria, Vista Energy, S.A.B. de C.V., Vista Holding I, APCO Argentina y APCO International como garantes, celebraron un contrato de préstamo sindicado por un monto principal total de US\$300 millones (conforme fuera enmendado, complementado o reordenado en fechas 10 de junio de 2019, 12 de marzo de 2020, 17 de julio de 2020, 19 de enero de 2021, 7 de mayo de 2021, 29 de junio de 2021, 28 de diciembre de 2021 y 5 de abril de 2022, el “**Préstamo Sindicado**” y el “**Contrato de Préstamo Sindicado**”) con un sindicato de bancos compuesto por Banco de Galicia y Buenos Aires S.A.U., Itaú Unibanco S.A.U., Nassau Branch, Banco Santander Río S.A. y Citibank, N.A. (actuando a través de sus servicios bancarios internacionales). VHII y Aluvional S.A. son garantes desde el 22 de octubre de 2018 y febrero de 2021, respectivamente.

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 Energy, 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 Energy, 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 Energy, 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 Energy, 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 Energy, S.A.B. de C.V. y otras personas (sujeto a ciertos límites).

El 12 de marzo de 2019, Vista Argentina, Vista Energy, 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

Alejandro Chernacov
Director y Subdelegado



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 Energy, 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 17 de julio de 2020, Vista Argentina, Vista Energy, S.A.B. de C.V., Vista Holding I y Vista Holding II celebraron un contrato de préstamo sindicado con Banco de Galicia y Buenos Aires S.A.U., Banco Santander Río S.A., La Sucursal de Citibank, N.A. establecida en la República Argentina y Banco Itaú Argentina S.A., como acreedores, y Banco de Galicia y Buenos Aires S.A.U. como agente administrativo (el "Crédito en Pesos"). El 20 de julio de 2020, se desembolsó el primer tramo por un monto de \$968.085.000. El segundo desembolso de este Crédito en Pesos se realizó el 20 de enero de 2021 por un monto de \$2.331.720.000. Los montos desembolsados en la primera fecha se reembolsarán en una sola cuota el 20 de enero de 2022, mientras que los montos desembolsados en la segunda fecha se reembolsarán el 20 de enero de 2023. Vista Energy, S.A.B. de C.V., Vista Holding I y Vista Holding II otorgaron una garantía regida por la ley mexicana para garantizar las obligaciones de Vista Argentina. El 12 de marzo de 2021, los dos primeros tramos fueron prepagados por un monto de \$968.085.000 y \$2.331.720.000, respectivamente. Adicionalmente en dicha fecha se cancelaron pagos diferidos por la suma de US\$ 4.500.000. El 19 de enero de 2021, las partes del Crédito en Pesos acordaron modificar ciertas definiciones y compromisos financieros, a la vez que se incorporó un tramo adicional por el monto equivalente en Pesos Argentinos de US\$38.250.000, cuyo desembolso está previsto para el 20 de julio de 2021.

El 19 de enero de 2021, Vista Argentina, Vista Energy, S.A.B. de C.V., Vista Holding I y Vista Holding II celebraron una nueva modificación al Préstamo Sindicado. Entre otras cosas, esta nueva enmienda modifica ciertas disposiciones que nos permiten refinanciar el endeudamiento tras ciertas restricciones impuestas por la Comunicación "A" 7123 (y modificatorias) del BCRA y obligaciones que permiten la capitalización de las afiliadas (incluida Aluvional S.A.).

El 19 de enero de 2021, Vista Argentina celebró un contrato de crédito bilateral con Banco Santander Internacional, por un monto de US\$11.700.000, con una garantía en efectivo conforme a dos contratos de prenda celebrados (i) entre Vista Argentina y Banco Santander Internacional; (ii) entre Vista Energy, S.A.B. de C.V. y Banco Santander Internacional. El Contrato prevé pagos de amortización el 27 de junio de 2021, el 20 de enero de 2022 y el 20 de enero de 2026.

El 1 de marzo de 2021, Aluvional S.A. celebró el Préstamo Sindicado en calidad de garante, conforme a cierto contrato de garantía entre Aluvional e Itaú Unibanco S.A., Nassau Branch, como agente administrativo del Préstamo Sindicado. En la misma fecha, se ejecutó una garantía similar conforme al Crédito en Pesos.

El 7 de mayo de 2021 Vista Argentina, Vista Energy, S.A.B. de C.V., Vista Holding I y Vista Holding II celebraron una nueva modificación al Préstamo Sindicado. Entre otras cosas, esta nueva enmienda agrega la posibilidad de tomar endeudamiento adicional por hasta US\$ 30.000.000.-

El 29 de junio de 2021 Vista Argentina, Vista Energy, S.A.B. de C.V., Vista Holding I y Vista Holding II celebraron una nueva modificación al Préstamo Sindicado. Esta en nueva enmienda agrega, entre otras cosas, provisiones por pagos de obligaciones, incorpora inversiones permitidas, refinanciamientos y nuevas líneas de negocios que puedan tomar nuevos préstamos.

El 28 de diciembre de 2021, Vista Argentina, Vista Energy, S.A.B. de C.V., Vista Holding I y Vista Holding II celebraron una nueva modificación al Préstamo Sindicado. Entre otras cosas, esta nueva enmienda modifica, ciertas disposiciones en relación con la tasa de referencia de dicho préstamo y con obligaciones que permiten la capitalización de las afiliadas (incluida AFBN S.R.L.).

Alejandro Chernacov
Director y Subdelegado



El 28 de diciembre de 2021, AFBN S.R.L. celebró el Préstamo Sindicado en calidad de garante, conforme a cierto contrato de garantía entre AFBN S.R.L. e Itaú Unibanco S.A., Nassau Branch, como agente administrativo del 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 amortizó 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 amortizó totalmente, en una única cuota, en la fecha de vencimiento, el 7 de agosto de 2022; (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 remanente se amortizará totalmente, en una única cuota, en la fecha de vencimiento, el 21 de febrero de 2024; (iv) con fecha 7 de agosto de 2020, las Obligaciones Negociables Clase IV por un valor nominal de \$725.650.000, a una tasa de interés variable compuesta por la Tasa Badlar Privada (conforme dicho término se define en el correspondiente Suplemento) y el margen de corte licitado de 1,37% nominal anual, cuyo capital se amortizó totalmente, en una única cuota, en la fecha de vencimiento, el 7 de febrero de 2022; (v) con fecha 7 de agosto de 2020, las Obligaciones Negociables Clase V por un valor nominal de US\$20.000.000 integrables en Pesos al Tipo de Cambio Inicial y pagaderas en Pesos al Tipo de Cambio Aplicable (conforme dichos términos se definen en el correspondiente Suplemento), a una tasa de interés fija nominal anual de 0%, cuyo capital se canceló totalmente en fecha 20 de diciembre de 2022; (vi) con fecha 4 de diciembre de 2020, se emitieron Obligaciones Negociables Clase V adicionales por un valor nominal de US\$10.000.000 integrables en Pesos al Tipo de Cambio Inicial y pagaderas en Pesos al Tipo de Cambio Aplicable (conforme dichos términos se definen en el correspondiente Suplemento), a una tasa de interés fija nominal anual de 0%, cuyo capital se canceló totalmente, en fecha 20 de diciembre de 2022; (vii) con fecha 4 de diciembre de 2020, las Obligaciones Negociables Clase VI por un valor nominal de US\$10.000.000 integrables en Pesos al Tipo de Cambio Inicial y pagaderas en Pesos al Tipo de Cambio Aplicable (conforme dichos términos se definen en el correspondiente Suplemento), a una tasa de interés fija nominal anual de 3,24%, cuyo capital se amortizará totalmente, en una única cuota, en la fecha de vencimiento, el 4 de diciembre de 2024; (viii) con fecha 10 de marzo de 2021, las Obligaciones Negociables Clase VII por un valor nominal de US\$42.371.396000 integrables en Pesos al Tipo de Cambio Inicial y pagaderas en Pesos al Tipo de Cambio Aplicable (conforme dichos términos se definen en el correspondiente Suplemento), a una tasa de interés fija nominal anual de 4,25%, cuyo capital se amortizará totalmente, en una única cuota, en la fecha de vencimiento, el 10 de marzo de 2024; (ix) con fecha 10 de marzo de 2021, las Obligaciones Negociables Clase VIII por un valor nominal de UVA9.323.430 integrables en Pesos al Valor UVA Inicial y pagaderas en Pesos al Valor UVA Aplicable (conforme dichos términos se definen en el correspondiente Suplemento), a una tasa de interés fija nominal anual de 2,73%, cuyo capital se amortizará totalmente, en una única cuota, en la fecha de vencimiento, el 10 de septiembre de 2024; (x) con fecha 26 de marzo de 2021, se emitieron Obligaciones Negociables Clase VIII adicionales por un valor nominal de UVA33.966.570 integrables en Pesos al Valor UVA Inicial y pagaderas en Pesos al Valor UVA Aplicable (conforme dichos términos se definen en el correspondiente Suplemento), a una tasa de interés fija nominal anual de 2,73%, cuyo capital se amortizará totalmente, en una única cuota, en la fecha de vencimiento, el 10 de septiembre de 2024; (xi) con fecha 18 de junio de 2021 se emitieron las Obligaciones Negociables Clase IX por un valor nominal de US\$38.787.069 integrables en Pesos al Tipo de Cambio Inicial y pagaderas en Pesos al Tipo de Cambio Aplicable (conforme dichos términos se definen en el correspondiente Suplemento) a una tasa de interés fija nominal de 4,00% cuyo capital se canceló totalmente, en fecha 20 de diciembre de 2022, (xii) con fecha 18 de junio de 2021, se emitieron Obligaciones Negociables Clase X por un valor nominal de UVA39.093.997 integrables en Pesos al Valor UVA Inicial y pagaderas en Pesos al Valor UVA Aplicable (conforme dichos términos se definen en el correspondiente Suplemento), a una tasa de interés fija nominal anual de 4,00%, cuyo capital se amortizará totalmente, en una única cuota, en la fecha de vencimiento, el 18 de marzo de 2025, (xiii) con fecha 27 de agosto de 2021, se emitieron Obligaciones Negociables Clase XI por un valor nominal de US\$ 9.230.270 integrables en Pesos al Tipo de Cambio Inicial y pagaderas en Pesos al Tipo de Cambio Aplicable (conforme dichos términos se definen en el correspondiente Suplemento), a una tasa de interés fija nominal de 3,48%, cuyo capital se amortizará totalmente, en una única cuota, en la fecha de vencimiento, el 27 de agosto de 2025, (ix) con fecha 27 de agosto de 2021, se emitieron Obligaciones Negociables Clase XII por un valor nominal de US\$100.769.730 integrables en Pesos al Tipo de Cambio Inicial y pagaderas en Pesos al Tipo de Cambio Aplicable (conforme dichos términos se definen en el correspondiente Suplemento), a una tasa de

Alejandro Chernacov
Director y Subdelegado



interés fija nominal de 5,85 %, cuyo capital se amortizará en quince cuotas semestrales a partir del 27 de agosto de 2024, (x) con fecha 16 de junio de 2022, se emitieron las Obligaciones Negociables Clase XIII por un valor nominal de US\$ 43.500.000 denominadas, pagaderas y a ser integradas en Dólares Estadounidenses, a una tasa fija nominal de 6,00%, cuyo capital se amortizará totalmente, en una única cuota, en la fecha de vencimiento, el 8 de agosto de 2024, (xi) con fecha 10 de noviembre de 2022, la Sociedad llevó a cabo la oferta de canje dirigida exclusivamente a los tenedores de las Obligaciones Negociables Clase III (código de especie de CVSA N° 54635, ISIN N° AROILG560033) emitidas por la Sociedad el 21 de febrero de 2020, por un valor nominal de US\$50.000.000, denominadas y pagaderas en Dólares Estadounidenses fuera de la República Argentina, con vencimiento el 21 de febrero de 2024. Las Obligaciones Negociables Clase XIV, cuyo vencimiento operará el 10 de noviembre de 2025, devengarán intereses a una tasa fija nominal anual equivalente a 6,25%, amortizando el 100% del capital en un único pago en su fecha de vencimiento. Cabe destacar que fueron suscriptas íntegramente mediante la entrega en canje del 81,02% de las Obligaciones Negociables Clase III en circulación. El valor nominal emitido de la Obligaciones Negociables Clase XIV es de US\$40.510.815, (xii) con fecha 6 de diciembre de 2022 se emitieron las Obligaciones Negociables Clase XV por un valor nominal de US\$ 13.500.000 denominadas, pagaderas y a ser integradas en Dólares Estadounidenses, a una tasa fija nominal de 4,00%, cuyo capital se amortizará totalmente, en una única cuota, en la fecha de vencimiento, el 20 de enero de 2025, (xiii) con fecha 6 de diciembre de 2022 se emitieron las Obligaciones Negociables Clase XVI por un valor nominal de US\$ 63.450.309 integrables en Pesos al Tipo de Cambio Inicial y pagaderas en Pesos al Tipo de Cambio Aplicable (conforme dichos términos se definen en el correspondiente Suplemento), a una tasa de interés fija nominal de 0,00%, cuyo capital se amortizará totalmente, en una única cuota, en la fecha de vencimiento, el 6 de junio de 2026, (xiv) con fecha 6 de diciembre de 2022 se emitieron las Obligaciones Negociables Clase XVII por un valor nominal de US\$ 39.118.007 integrables en Pesos al Tipo de Cambio Inicial y pagaderas en Pesos al Tipo de Cambio Aplicable (conforme dichos términos se definen en el correspondiente Suplemento), a una tasa de interés fija nominal de 0,00%, cuyo capital se amortizará totalmente, en una única cuota, en la fecha de vencimiento, el 6 de diciembre de 2026, (xv) con fecha 3 de marzo de 2023 se emitieron las Obligaciones Negociables Clase XVIII por un valor nominal de US\$ 118.542.307 integrables en Pesos al Tipo de Cambio Inicial y pagaderas en Pesos al Tipo de Cambio Aplicable (conforme dichos términos se definen en el correspondiente Suplemento), a una tasa de interés fija nominal de 0,00%, cuyo capital se amortizará totalmente, en una única cuota, en la fecha de vencimiento, el 3 de marzo de 2027, y (xvi) con fecha 3 de marzo de 2023 se emitieron las Obligaciones Negociables Clase XIX por un valor nominal de US\$ 16.457.693 integrables en Pesos al Tipo de Cambio Inicial y pagaderas en Pesos al Tipo de Cambio Aplicable (conforme dichos términos se definen en el correspondiente Suplemento), a una tasa de interés fija nominal de 1,00%, cuyo capital se amortizará totalmente, en una única cuota, en la fecha de vencimiento, el 3 de marzo de 2028.

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 31 de julio de 2020 se desembolsó el primer tramo refinanciado por un monto de \$120.423.795, por un plazo de 18 meses con amortización trimestral a partir del duodécimo mes, y una tasa de interés anual variable de Badlar más un margen del 8%. El 30 de octubre de 2020, se desembolsó el segundo tramo refinanciado por un monto de \$130.482.028, a un plazo de 18 meses con amortización trimestral a partir del duodécimo mes, y una tasa de interés anual variable de Badlar más un margen del 8%. El 29 de enero de 2021, Vista Argentina recibió el desembolso del tercer tramo por un monto de \$145.359.714, a una tasa de interés variable anual de Badlar más un margen adicional del 8%, con vencimiento el 31 de julio, 2022. El 12 de marzo de 2021 se prepagaron los dos primeros tranches por un monto de \$120.423.795 y \$130.482.028, respectivamente. El 26 de marzo de 2021 se prepagó el tercer tramo por \$145.359.714.

El 13 de julio de 2020, Vista Argentina celebró un contrato de préstamo con Banco Macro S.A. por la suma de \$ 1.800.000.000 a 12 meses, con tasa Badlar + 9% y vencimiento el 13 de julio de 2021. El préstamo fue prepagado con fecha 5 y 9 de abril de 2021.

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

Alejandro Cherniakov
Director y Subdelegado



El 19 de enero de 2021, Vista Argentina celebró un contrato de préstamo con el Banco de la Provincia de Buenos Aires por un monto de \$300 millones a una tasa de interés anual fija del 41% con vencimiento el 16 de julio de 2021. El préstamo fue prepagado el 26 de marzo de 2021.

El 29 de junio de 2021, Vista Argentina celebró dos contratos de crédito bilateral con Banco Santander Internacional, por un monto de US\$13.500.000 y US\$30.000.000, con garantías en efectivo sujetos a dos contratos de prenda celebrados (i) entre Vista Argentina y Banco Santander Internacional; (ii) entre Vista Energy, S.A.B. de C.V. y Banco Santander Internacional con fecha 19 de enero de 2021. Los contratos prevén pagos de amortización el 16 de diciembre de 2021 y el 2 de julio de 2026.

El 2 de agosto de 2021, Vista Argentina celebró dos contratos de crédito bilateral con Banco Santander Río S.A. y Banco Galicia y Buenos Aires S.A.U., por un monto de \$ 1.138.700.000 cada uno a 180 días de plazo y con tasa de interés variable en base Badlar más 4,50%. Estos préstamos fueron prepagados el 30 de agosto de 2021.

El 30 de diciembre de 2021, Vista Argentina celebró un contrato de préstamo con BYMA por 284 millones, a una tasa de interés fija nominal anual del 33.25% por un período renovable de cuatro días. Como parte de esta operación, se prendaron bonos del Tesoro de los Estados Unidos como garantía. Este préstamo se canceló el 30 de marzo de 2022.

El 30 de diciembre de 2021, Vista Argentina celebró un contrato de préstamo con BYMA por 531 millones, a una tasa de interés fija nominal anual del 32.83% por un período renovable de cuatro días. Como parte de esta operación, se prendaron bonos del Tesoro de los Estados Unidos como garantía. Este préstamo se canceló el 29 de marzo de 2022.

El 30 de diciembre de 2021, Vista Argentina celebró un contrato de préstamo con BYMA por 224 millones, a una tasa de interés fija nominal anual del 30% por un período renovable de cuatro días. Como parte de esta operación, se prendaron bonos del Tesoro de los Estados Unidos como garantía. Este préstamo se canceló el 29 de marzo de 2022.

El 16 de septiembre de 2021, Vista Argentina y Vista Energy, S.A.B. de C.V. celebraron un acuerdo con Conocophillips Company en virtud del cual el acreedor ofreció a las deudoras una línea de crédito por el plazo de dos años desde la celebración del acuerdo para realizar desembolsos por hasta un monto de US\$25.000.000. El 4 de enero de 2022 se efectivizó el desembolso del total del capital, que será repagado el 26 de septiembre de 2026, debiendo abonarse intereses semestrales a una tasa de interés variable en base LIBOR más 2%.

El 28 de diciembre de 2021, Vista Argentina celebró un contrato de crédito bilateral con Banco Santander Internacional por un monto de US\$13.500.000, con garantías en efectivo sujetos a dos contratos de prenda celebrados (i) entre Vista Argentina y Banco Santander Internacional; (ii) entre Vista Energy, S.A.B. de C.V. y Banco Santander Internacional con fecha 19 de enero de 2021. Los contratos prevén pagos de amortización el 20 de junio de 2022 y el 4 de enero de 2027.

Otras obligaciones contractuales

A 31 de diciembre de 2022, la Sociedad también tiene otros compromisos y obligaciones contractuales como los siguientes:

	Menos de 1 año	Más de 1 año	Total
	<i>En miles de pesos</i>		
Pasivo por planes de pensión para empleados	276.782	2.342.740	2.619.522
Pasivo por arrendamientos	6.430.410	15.589.591	22.020.001
Total	6.707.192	17.932.331	24.639.523

Alejandro Chernacov
Director y Subdelegado



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 Prospecto. 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

Alejandro Chernacov
Director y Subdelegado



de febrero de 1975, bajo el número 62, al folio 393, del Libro 80, Tomo A, de Estatutos De Sociedades Anónimas Nacionales;

- h) Reforma de estatuto social elevada a escritura número 220 de fecha 5 de junio de 1974, pasada por ante el escribano Guillermo Fornieles, al folio 796, del Registro 282 de su actuación, inscripto en el Juzgado Nacional de Primera Instancia en lo Comercial de Registro, el 27 de febrero de 1975, bajo el número 62, al folio 393, del Libro 80, Tomo A, de Estatutos De Sociedades Anónimas Nacionales;
- i) Reforma de estatuto elevada a escritura número 227 de fecha 16 de mayo de 1975, pasada por ante el escribano de esta ciudad, Guillermo Fornieles, al folio 775, del Registro de su actuación, inscripto en el Juzgado Nacional de Primera Instancia en lo Comercial de Registro, el 11 de febrero de 1976 bajo el número 67, al folio 362, del Libro 82, Tomo A, de Estatutos De Sociedades Anónimas Nacionales;
- j) Reforma de estatuto resuelto por Asamblea de fecha 19 de diciembre de 1986, inscripto en la Inspección General de Justicia el 11 de agosto de 1987, bajo el número 5814, del libro 104, Tomo - de Sociedades Anónimas;
- k) Reforma de estatuto resuelta por Asamblea celebrada el día 18 de noviembre de 1992, inscripta ante la Inspección General de Justicia el día 4 de junio de 1993, bajo el número 7.957 del libro 113, tomo A, de S.A.;
- l) Reforma de estatutos resuelta por Asamblea de fecha 14 de agosto de 1996, inscripta en la Inspección General de Justicia bajo el número 10.811, del libro 120, Tomo - de S.A.;
- m) Reforma de estatutos, resuelta por Asamblea de fecha 14 de mayo de 1999, inscripta en la Inspección General de Justicia el 10 de agosto de 1999, bajo el número 11448, del Libro 6, Tomo - de Sociedades por Acciones;
- n) Reforma de estatuto social elevada a escritura número 1.440 de fecha 27 de noviembre de 2000, pasada por ante la escribana María B. Hayes, al folio 5.032, del Registro 282 de su adscripción, inscripto en la Inspección General de Justicia el día 1 de diciembre de 2000 bajo el número 18.042 del Libro 13, Tomo -, de Estatutos De Sociedades por Acciones;
- o) Cambio de denominación social por "PETROLERA ENTRE LOMAS S.A." y reforma de estatutos resuelta por Asamblea de fecha 19 de junio de 2003, inscripto en la Inspección General de Justicia el 27 de octubre de 2003, bajo el número 15553, del libro 23, Tomo - de Sociedades por Acciones;
- p) Reforma de estatutos resuelto por Asamblea celebrada el 20 de abril de 2017, inscripta en la Inspección General de Justicia el 12 de octubre de 2017, bajo el número 20864, del Libro 86, Tomo - de Sociedades por Acciones;
- q) Reforma de estatutos y designación de autoridades resuelta por Asamblea de fecha 4 de abril de 2018, inscripta en la Inspección General de Justicia el día 15 de mayo de 2018, bajo el número 8606 del libro 89, Tomo - de Sociedades por Acciones;
- r) Reforma de estatutos resuelta por Asamblea de fecha 1° de julio de 2018, inscripta en la Inspección General de Justicia el 18 de febrero de 2019, bajo el número 3430, del libro 93, Tomo - de sociedades por acciones;
- s) Cambio de denominación por la actual, resuelto por Asamblea de fecha 14 de mayo de 2018, inscripta en la Inspección General de Justicia, el 17 de julio de 2018, bajo el número 12.932, del libro 90, Tomo - de Sociedades por Acciones;
- t) Cambio de sede social, 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

Alejandro Chernacov
Director y Subdelegado



- v) Reforma de estatuto resuelta por Asamblea de fecha 20 de julio de 2018, inscrita 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, inscrita 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 refinería, gases de petróleo licuados, plásticos, sub productos derivados de la industria petroquímica incluyéndose la elaboración de sus materias primas, de productos semiterminados y de aditivos. g) Operaciones Forestales mediante la explotación de bosques, reforestación y la industrialización primaria de productos y subproductos derivados de las mismas. h) Operaciones destinadas a la generación, transformación, transmisión, distribución, compra, venta, importación y exportación de energía eléctrica. Para su cumplimiento la Sociedad tendrá plena capacidad jurídica para realizar todo tipo de actos, contratos y operaciones que se relacionen directa o indirectamente con aquel.

Administración:

Conforme se expone con mayor detalle en el Capítulo “*Datos Sobre Directores, Gerencia, Asesores y Miembros del Órgano de Fiscalización*” del presente Prospecto, la administración de la Sociedad está a cargo de un Directorio compuesto por un mínimo de tres (3) y máximo de quince (15) directores titulares (pudiendo la asamblea designar la misma cantidad o menor número de directores suplentes) que serán elegidos por la asamblea de accionistas de la Sociedad. Los directores son designados por los accionistas por un plazo de tres (3) años, pero mantendrán sus cargos hasta que se designen nuevos directores en la siguiente asamblea de accionistas. El Directorio funciona con la presencia de la mayoría de sus miembros y resuelve por mayoría de votos presentes. El Directorio tiene todas las facultades para, administrar y disponer de los bienes, pudiendo, en consecuencia, celebrar en nombre de la Sociedad toda clase de actos jurídicos que tiendan al cumplimiento del objeto social. La representación legal de la Sociedad corresponde al Presidente o al Vicepresidente en caso de ausencia, remoción o renuncia del titular, o en ausencia de ambos por intermedio de otros dos miembros del Directorio o por intermedio de uno o más apoderados, Directores o no de la Sociedad.

Alejandro Chernacov
Director y Subdelegado



Sin perjuicio de lo anterior, con fecha 3 de abril de 2020, la CNV emitió la Resolución General N° 830/2020 reglamentando, entre otras cuestiones, que durante todo el periodo en que se prohíba, limite o restrinja la libre circulación de las personas en general, como consecuencia del estado de emergencia sanitaria en virtud del Decreto de Necesidad y Urgencia N° 297/2020 y normas sucesivas del Poder Ejecutivo Nacional, las entidades emisoras podrán celebrar reuniones del órgano de administración, aun en los supuestos en que el estatuto social no las hubiera previsto, siempre que se cumpla con los recaudos previstos en el artículo 61 de la Ley N° 26.831. En el caso de no estar previsto en el estatuto social la posibilidad de celebrar las reuniones de directorio a distancia, la primera asamblea presencial que se celebre una vez levantadas las medidas de emergencia citadas en el artículo precedente, deberá ratificar lo actuado como punto expreso del orden del día, contando para ello con el quórum exigible para las asambleas extraordinarias y con las mayorías necesarias para la reforma del estatuto social.

En atención a ello, y desde entonces, el directorio de la Sociedad celebró la mayoría de sus reuniones a distancia, siempre en cumplimiento de lo dispuesto por la Resolución General N° 830/2020. Con fecha 25 de marzo de 2021, la Asamblea de la Sociedad ratificó lo actuado por el Directorio de la Sociedad durante la vigencia de las medidas emanadas del Poder Ejecutivo Nacional en relación con la pandemia, toda vez que la posibilidad de celebrar reuniones de Directorio a distancia no se encuentra prevista en el estatuto social de la Sociedad. No obstante lo anterior, con fecha 14 de mayo de 2021 el Directorio de la Sociedad ha convocado a la celebración de una asamblea general extraordinaria para el próximo 3 de junio de 2021 a los efectos de tratar la aprobación de un nuevo texto ordenado del estatuto de la Sociedad que prevea que tanto las reuniones del Directorio de la Sociedad, como sus asambleas, puedan ser realizadas a distancia.

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.

Sin perjuicio de todo lo expuesto, con fecha 3 de abril de 2020, la CNV emitió la Resolución General N° 830/2020 reglamentando la celebración de asambleas a distancia, aún cuando dicho extremo no se encuentre contemplado en el estatuto social de la entidad emisora, durante todo el periodo en que se prohíba, limite o restrinja la libre circulación de las personas en general, como consecuencia del estado de emergencia sanitaria en virtud del Decreto de Necesidad y Urgencia N° 297/2020 y normas sucesivas del Poder Ejecutivo Nacional, siempre que se cumplan, entre otros, los siguientes recaudos:

1. La entidad emisora deberá garantizar la libre accesibilidad a las reuniones de todos los accionistas, con voz y voto;

Alejandro Chernacov
Director y Subdelegado



2. La asamblea deberá contar con el quórum exigible para las asambleas extraordinarias y resolver u celebración a distancia con la mayoría exigible para la reforma del estatuto social;
3. El canal de comunicación debe permitir la transmisión simultánea de sonido, imágenes y palabras en el transcurso de toda la reunión, como su grabación en soporte digital la que se deberá conservar por el término de 5 años y estar a disposición de cualquier socio que la solicite;
4. Se debe informar de manera clara y sencilla cuál es el canal de comunicación elegido, cuál es el modo de acceso a los efectos de permitir dicha participación y cuáles son los procedimientos establecidos para la emisión del voto a distancia por medios digitales. Asimismo, se debe difundir el correo electrónico referido en el punto siguiente. En adición a las publicaciones que por ley y estatuto corresponden, la entidad emisora deberá difundir la convocatoria por todos los medios razonablemente necesarios, a fin de garantizar los derechos de sus accionistas;
5. Los accionistas comunicarán su asistencia a la asamblea por el correo electrónico que la emisora habilite al efecto. En el caso de tratarse de apoderados deberá remitirse a la entidad con 5 días hábiles de antelación a la celebración el instrumento habilitante correspondiente, suficientemente autenticado;
6. El órgano de fiscalización deberá ejercer sus atribuciones durante todas las etapas del acto asambleario, a fin de velar por el debido cumplimiento a las normas legales, reglamentarias y estatutarias, con especial observancia a los recaudos mínimos aquí previstos.

Con fecha 14 de mayo de 2021 el Directorio de la Sociedad ha convocado a la celebración de una asamblea general extraordinaria para el próximo 3 de junio de 2021 a los efectos de tratar la aprobación de un nuevo texto ordenado del estatuto de la Sociedad que prevea que tanto las reuniones del Directorio de la Sociedad, como sus asambleas, puedan ser realizadas a distancia.

b) Contratos importantes

En los últimos tres (3) 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

A partir del 1º de abril de 1991 y hasta fines del año 2001, la Ley N° 23.928 (la “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. El 6 de enero de 2002, el Congreso de la Nación sancionó la Ley N° 25.561 (y modificatoria y normas complementarias, la “Ley de Emergencia Pública”), mediante la cual se derogó el régimen de la Ley de Convertibilidad, abandonando formalmente más de diez años de paridad fija entre el peso y el dólar estadounidense y eliminando el requisito de que las reservas en oro y en moneda extranjera del Banco Central debían ser en todo momento equivalentes al 100% de la base monetaria.

La Ley de Emergencia Pública, que ha sido prorrogada año tras año y estuvo vigente 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, el peso fluctuó libremente frente a otras monedas desde febrero de 2002, aunque el Banco Central tiene potestad para intervenir el mercado de cambios comprando y vendiendo divisas por cuenta propia, una práctica que lleva a cabo regularmente. Desde el 2011, el gobierno argentino incrementó el control del tipo de cambio y la transferencia de fondos desde y hacia la Argentina.

El siguiente cuadro muestra, para los períodos indicados, los tipos de cambio vendedor promedio, máximo, mínimo y al cierre del período entre el Peso y el Dólar Estadounidense, de acuerdo con lo informado por el Banco Central. El Banco de la Reserva Federal de Nueva York no publica un tipo de cambio comprador de mediodía para el Peso.

Alejandro Cherniakov
Director y Subdelegado



	Máximo ⁽¹⁾	Mínimo ⁽²⁾	Promedio ⁽³⁾	Al cierre del período ⁽⁴⁾
	(pesos por US\$)			
Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de				
2017	18,83	15,17	16,76	18,77
2018	40,90	18,42	29,32	37,81
2019	60,00	37,04	49,23	59,90
2020	84,15	59,82	71,61	84,15
2021	102,75	84,70	95,80	102,75
2022	177,12	103,04	130,71	177,12
Mes				
Enero 2023	186,87	178,14	182,24	186,87
Febrero 2023	197,15	187,30	191,89	197,15
Marzo 2023	208,99	197,56	203,10	208,99
Abril 2023	222,58	210,33	216,56	222,58
Mayo 2023 ⁽⁵⁾	229,33	224,63	227,11	229,33

(1) El tipo de cambio máximo indicado fue el tipo de cambio más alto durante el período informado.

(2) El tipo de cambio mínimo indicado fue el tipo de cambio más bajo durante el período informado.

(3) Calculado utilizando el promedio de los tipos de cambio del último día de cada mes durante el período (para períodos anuales) y el promedio de las tasas de cambio de cada día durante el período (para períodos mensuales).

(4) El tipo de cambio al cierre del período fue el tipo de cambio cotizado al cierre del período informado.

(5) Hasta el 15 de mayo de 2023.

Fuente: Banco Central

Lo anterior no puede entenderse como una declaración que los montos en pesos han sido o pudieran haber sido convertidos, o que podrían convertirse a montos en dólares a los tipos de cambio antes mencionados en ninguna de las fechas indicadas.

Controles de cambio

Mediante el Decreto N° 609 (el “Decreto 609”), de fecha 1 de septiembre de 2019, el Poder Ejecutivo Nacional estableció que, hasta el 31 de diciembre de 2019, el contravalor de la exportación de bienes y servicios debía ingresarse al país en divisas y/o negociarse en el mercado de cambios en las condiciones y plazos que establezca el BCRA oportunamente. De acuerdo con las disposiciones del Decreto 609, el BCRA tiene potestad para establecer 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. El 28 de diciembre de 2019, mediante el Decreto N° 91/2019, el Poder Ejecutivo Nacional modificó el Artículo 1 del Decreto 609, prorrogando indefinidamente la obligación de repatriar y liquidar el contravalor de la exportación de bienes y servicios en el el mercado de cambios 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.

En ese marco, el BCRA emitió la Comunicación “A” 6770, según fuera posteriormente modificada, la cual, a partir del 1 de septiembre de 2019, implementó un amplio mecanismo de control de cambios.

A continuación, se detallan los aspectos más relevantes de la normativa del BCRA conforme el texto ordenado dispuesto por la Comunicación “A” 7490 (conforme fuera modificado o complementado, el “T.O. Comunicación 7490”), relativos al ingreso y egreso de fondos de la Argentina:

Alejandro Chernacov
Director y Subdelegado



Disposiciones específicas para los ingresos por el Mercado Libre de Cambios (“MLC”)

Cobro de Exportaciones de bienes

Conforme con el punto 7.1 del T.O. Comunicación 7490, el contravalor en divisas de las 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 los plazos allí indicados. Sin perjuicio de los plazos máximos establecidos, 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.

El exportador debe 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.

Anticipos, prefinanciaciones y postfinanciaciones del exterior

Los anticipos, prefinanciaciones y postfinanciaciones del exterior deben ser ingresadas y liquidadas en el mercado de cambios dentro de los 5 días hábiles de la fecha de cobro o desembolso en el exterior.

Asimismo, las prefinanciaciones, postfinanciaciones y financiaciones a importadores del exterior otorgadas por entidades financieras locales deberán ser liquidadas en el mercado de cambios al momento de su desembolso.

El punto 7.5.2. del T.O. Comunicación 7490 dispone que cuando el monto pendiente de ingreso de las operaciones haya sido prefinanciado en su totalidad y los fondos liquidados en el mercado de cambios en concepto de prefinanciaciones de exportaciones locales y/o del exterior, se podrá extender el plazo para la liquidación de divisas del embarque hasta la fecha de vencimiento de la correspondiente financiación.

Por su parte, en caso de que el exportador demuestre haber liquidado en el mercado de cambios el monto recibido en virtud de posfinanciaciones de exportaciones que cubran la totalidad del monto pendiente de ingreso del permiso, y en tanto no se cumpla ningún impedimento para la emisión de la certificación de aplicación, el plazo para la liquidación de divisas del embarque podrá extenderse hasta la fecha del vencimiento del crédito de mayor plazo descontado y/o cedido por el exportador.

Esto último también será de aplicación cuando el exportador haya prefinanciado parcialmente la operación y demuestre haber liquidado en el mercado de cambio, antes del vencimiento, posfinanciaciones de exportaciones que cubran el resto del monto pendiente de ingreso.

Cobros de exportaciones de servicios

De acuerdo al punto 2.2 del T.O. Comunicación 7490 los cobros de exportaciones de servicios deberán ser ingresados y liquidados en el mercado local de cambios en un plazo no mayor a los 5 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.

En el caso de fondos percibidos o acreditados en el exterior, se podrá considerar cumplimentado el ingreso y liquidación por el monto equivalente a los gastos habituales debitados por las entidades financieras del exterior por la transferencia de fondos al país.

Alejandro Chernacov
Director y Subdelegado



En el caso de que los cobros sean ingresados a través del sistema de monedas locales se considerará cumplimentada la liquidación por el monto acreditado en moneda nacional en la cuenta del exportador. En caso de que se trate de servicios prestados a residentes paraguayos facturados en guaraníes se computará el equivalente en dicha moneda del monto acreditado.

Se admitirá la aplicación de cobros de exportaciones de servicios a la cancelación de capital e intereses de endeudamientos financieros con el exterior o títulos de deuda con registro público en el país denominados en moneda extranjera y cuyos servicios sean pagaderos en moneda extranjera en el país o a la repatriación de aportes de inversiones directas, en la medida que se cumplan los requisitos previstos en el punto 7.9 del T.O. Comunicación 7490.

Asimismo, en la medida que se cumplan los requisitos previstos en los puntos 3.11.3. y 7.9.5. del T.O. Comunicación 7490, se admitirá que los cobros de exportaciones de servicios sean acumulados en cuentas abiertas en entidades financieras locales o en el exterior, por los montos exigibles en los contratos de endeudamiento, con el objeto de garantizar la cancelación de los servicios de capital e intereses de endeudamientos financieros con el exterior y/o emisiones de títulos de deuda con registro público en el país denominados en moneda extranjera y cuyos servicios sean pagaderos en moneda extranjera en el país.

Aplicación de divisas de cobros de exportaciones

Se admitirá la aplicación de cobros en divisas por exportaciones de bienes y servicios, en la medida que se cumplan las condiciones consignadas en cada caso, a:

- a) Pago de capital e intereses de endeudamientos financieros con el exterior cuyos fondos hayan sido ingresados y liquidados en el mercado de cambios a partir del 2 de octubre de 2020 y destinados a la financiación de proyectos que cumplen las condiciones previstas en el punto 7.9.2 del T.O. Comunicación 7490, en la medida que su vida promedio no sea inferior a 1 (un) año, considerando los pagos de servicios de capital e intereses.
- b) Repatriación de inversiones directas de no residentes en empresas que no sean controlantes de entidades financieras locales cuyos fondos hayan sido ingresados y liquidados en el mercado de cambios a partir del 2 de octubre de 2020 y destinados a la financiación de proyectos que cumplen las condiciones previstas en el punto 7.9.2 del T.O. Comunicación 7490, en la medida que la repatriación se produzca con posterioridad a la fecha de finalización y puesta en ejecución del proyecto de inversión y, como mínimo, 1 (un) año después del ingreso del aporte de capital en el mercado de cambios.
- c) Pago de capital e intereses de emisiones de títulos de deuda con registro público en el país denominados en moneda extranjera que cumplan las condiciones previstas en el punto 3.6.1.3. del T.O. Comunicación 7490, cuyos fondos hayan sido liquidados en el mercado de cambios a partir del 16 de octubre de 2020 y destinados a la financiación de proyectos que cumplen las condiciones previstas en el punto 7.9.2. del T.O. Comunicación 7490, en la medida que su vida promedio sea no inferior a 1 (un) año considerando los vencimientos de capital e intereses.
- d) Pago de capital e intereses de endeudamientos financieros con el exterior cuyos fondos hayan sido ingresados y liquidados en el mercado de cambios a partir del 16 de octubre de 2020 y hayan permitido alcanzar los parámetros de refinanciación previstos en el punto 7.9.2. del T.O. Comunicación 7490.
- e) Pago de capital e intereses de emisiones de títulos de deuda con registro público en el país, denominadas en moneda extranjera y cuyos servicios sean pagaderos en moneda extranjera en el país o emisiones de títulos de deuda con registro público en el exterior, concertadas a partir del 9 de octubre de 2020, con una vida promedio no

Alejandro Chernacov
Director y Subdelegado



inferior a 2 (dos) años y cuya entrega a los acreedores haya permitido alcanzar los parámetros de refinanciación previstos en el punto 3.17 del T.O. Comunicación 7490.

f) Pago de capital e intereses de emisiones de títulos de deuda con registro público en el país denominados en moneda extranjera que cumplan las condiciones previstas en el punto 3.6.1.3. del T.O. Comunicación 7490 cuyos fondos hayan sido liquidados en el mercado de cambios a partir del 16 de octubre de 2020 y hayan permitido alcanzar los parámetros de refinanciación previstos en el punto 3.17 del T.O. Comunicación 7490.

g) Pago de capital e intereses de emisiones de títulos de deuda con registro público en el país denominadas en moneda extranjera y cuyos servicios sean pagaderos en moneda extranjera en el país o emisiones de títulos de deuda con registro público en el exterior, cuya emisión haya tenido lugar a partir del 7 de enero de 2021 y durante la vigencia de lo establecido en el punto 3.17 del T.O. Comunicación 7490 (actualmente 31.12.22), que se realicen en el marco de operaciones de canje de títulos de deuda o refinanciación de vencimientos de capital y/o interés de los siguientes 2 años por endeudamientos con el exterior cuyo vencimiento final fuese posterior a lo establecido en el punto 3.17 del T.O. Comunicación 7490, en la medida que considerando el conjunto de la operación la vida promedio de la nueva deuda implique un incremento no inferior a 18 meses respecto a los vencimientos refinanciados.

Las operaciones detalladas en a), b) y c) anteriores serán elegibles en la medida que los fondos liquidados sean destinados a la financiación de proyectos de inversión en el país que generen: (i) un aumento en la producción de bienes que, en su mayor parte, serán colocados en mercados externos y/o que permitirán sustituir importaciones de bienes. Se entenderá como cumplida la condición precedente, cuando se demuestre razonablemente que al menos dos tercios del incremento en la producción de bienes como resultado del proyecto, tendrá como destino los mercados externos y/o la sustitución de importaciones en los 3 (tres) años siguientes a la finalización del proyecto, con un efecto positivo en el balance cambiario de bienes y servicios, y/o (ii) un aumento en la capacidad de transporte de exportaciones de bienes y servicios con la construcción de obras de infraestructura en puertos, aeropuertos y terminales terrestres de transporte internacional.

Se admite, asimismo, la aplicación de cobros de exportaciones a la cancelación de:

- (i) Prefinanciaciones y financiaciones otorgadas o garantizadas por entidades financieras locales, sujeto a ciertas condiciones.
- (ii) Prefinanciaciones, anticipos y posfinanciaciones ingresadas y liquidadas en el mercado local de cambios y declaradas en el relevamiento de activos y pasivos externos, sujeto a ciertas condiciones.
- (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) Liquidaciones asociadas a exportaciones que cuenten con financiación de entidades financieras locales a importadores del exterior.
- (v) Operaciones habilitadas para la aplicación de cobros de exportaciones de bienes en el marco del régimen de fomento de inversión para las exportaciones (Decreto N° 234/2021)

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

Cancelación de anticipos u otras financiaciones de exportación sin aplicación de divisas por cobros de exportaciones de bienes

Como regla general, estas operaciones deberán ser canceladas con fondos originados en el cobro de exportaciones de bienes, salvo que el cliente pueda demostrar que no puede hacerlo de dicha forma por causas ajenas a su

Alejandro Cherniakov
Director y Subdelegado



voluntad, en cuyo caso el acceso al mercado de cambios para cancelar anticipos u otras financiaciones de exportaciones del exterior sin aplicación de divisas de cobros de exportaciones de bienes se regirá por las normas para la cancelación de servicios de capital de préstamos financieros.

El acceso al mercado de cambios por parte de clientes para la precancelación de financiaciones de exportación otorgadas por entidades financieras locales quedará sujeto a la conformidad previa del BCRA. Este requisito se considerará cumplimentado en la medida que el cliente registre, en la fecha de acceso al mercado, liquidaciones por cobros de exportaciones de bienes por un monto igual o mayor al que se precancela a la entidad financiera local.

Cobros locales por exportaciones del régimen de ranchos a medios de transporte de bandera extranjera

El punto 8.5.18 del T.O. Comunicación 7490 establece que, en relación con los cobros locales por exportaciones del régimen de ranchos a medios de transporte de bandera extranjera, se podrá considerar cumplimentado parcial o totalmente el seguimiento de un permiso de embarque por el valor equivalente a los montos abonados localmente en pesos y/o en moneda extranjera al exportador por un agente local de la empresa propietaria de los medios de transporte de bandera extranjera, en la medida que se verifiquen las siguientes condiciones:

- i. La documentación permite constatar que la entrega de la mercadería exportada se ha producido en el país, que el agente local de la empresa propietaria de los medios de transporte de bandera extranjera ha realizado localmente el pago al exportador y la moneda en la que dicho pago se efectuó.
- ii. La entidad cuente con una certificación emitida por una entidad en la que conste que el referido agente local hubiera tenido acceso al mercado de cambios en virtud de lo dispuesto en el punto 3.2.2 del Texto Ordenado de Exterior y Cambios por el monto equivalente en moneda extranjera que se pretende imputar al permiso.

La entidad emisora de la mencionada certificación deberá previamente:

- (a) verificar el cumplimiento de todos los requisitos establecidos por la normativa cambiaria para el acceso al mercado de cambios por el punto 3.2.2. del T.O. Comunicación 7490, con excepción de lo previsto en el punto 3.16.1 de tales normas.
 - (b) contar con una declaración jurada del referido agente local en la que conste que no ha transferido ni transferirá fondos al exterior por la parte proporcional de las operaciones comprendidas en la certificación.
- iii. En caso de que los montos hayan sido percibidos en el país en moneda extranjera, la entidad cuenta con la certificación de liquidación de los fondos en el mercado de cambios.

El agente local no ha utilizado este mecanismo por un monto superior al equivalente de US\$ 250.000 en el mes calendario en curso

Enajenación de activos no financieros no producidos

El punto 2.3 del T.O. Comunicación 7490 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.

En el caso de fondos percibidos o acreditados en el exterior, se podrá considerar cumplimentado el ingreso y liquidación por el monto equivalente a los gastos habituales debitados por las entidades financieras del exterior por la transferencia de fondos al país.

Endeudamientos financieros con el exterior

Alejandro Chernacov
Director y Subdelegado



El punto 2.4 del T.O. Comunicación 7490 establece que las deudas de carácter financiero desembolsadas a partir del 1° de septiembre de 2019 deberán ser ingresadas y liquidadas en el mercado de cambios como requisito para el posterior acceso al mismo a los efectos de atender sus servicios de capital e intereses y, en caso de corresponder, que la operación se encuentre declarada en la última presentación vencida del Relevamiento de Activos y Pasivos Externos.

En el caso de las entidades autorizadas a operar con cambios, lo previsto en el párrafo precedente se considerará cumplido con el ingreso de los fondos a la a la Posición General de Cambios (PGC).

Hasta el 31 de diciembre de 2020 se requerirá la conformidad previa del BCRA 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, excepto que los fondos hayan sido ingresados y liquidados por el mercado de cambios a partir del 2 de octubre de 2020 y el endeudamiento tenga una vida promedio no inferior a los dos años. Este requisito no resulta de aplicación para las operaciones propias de las entidades financieras locales y tampoco resultará de aplicación cuando el cliente cuente con "Certificación de aumento de exportaciones de bienes" emitida en el marco de lo dispuesto por el punto 3.18 del T.O Comunicación 7490.

El punto 3.17 del T.O. Comunicación 7490 establece que aquellos deudores que tengan vencimientos de capital de pasivos en moneda extranjera programados entre el 15 de diciembre de 2020 y hasta el 31 de diciembre de 2022 por las siguientes operaciones:

- i. endeudamiento financiero externo del sector privado no financiero con un acreedor que no es una contraparte relacionada con el deudor;
- ii. endeudamiento financiero externo por operaciones propias de la entidad y/o
- iii. las emisiones de títulos de deuda registrados públicamente en Argentina, denominados en moneda extranjera, de clientes del sector privado o de las propias entidades financieras, deberán presentar al Banco Central un plan de refinanciamiento de acuerdo con los siguientes criterios (un "**Plan de Refinanciación**"):
 - a. el monto neto por el cual se accederá al mercado de cambios en los plazos originales no superará el 40% del monto de capital que vencía; y
 - b. El 60% restante del capital adeudado deberá ser refinanciado con un nuevo endeudamiento externo con una vida promedio, como mínimo, de 2 años.

El esquema de refinanciación se considerará cumplimentado cuando el deudor acceda al mercado de cambios para cancelar capital por un monto superior al 40 % del monto del capital que vencía, en la medida que el deudor por un monto igual o superior al excedente sobre el 40 %:

i) registre liquidaciones en el mercado de cambios a partir del 9.10.2020 por emisiones de títulos de deuda con registro público en el exterior u otros endeudamientos financieros con el exterior; o

ii) registre liquidaciones en el mercado de cambios a partir del 9 de octubre de 2020 por emisiones de títulos de deuda con registro público en el país denominadas en moneda extranjera que cumplan las condiciones previstas en el punto 3.6.1.3 del T.O. Comunicación 7490.; o

iii) cuente con una "Certificación de aumento de exportaciones de bienes" emitida en el marco del punto 3.18 del T.O. Comunicación 7490.

Lo anterior no será de aplicación cuando los vencimientos de capital correspondan a:

Alejandro Cherniakov
Director y Subdelegado



- (i) endeudamientos contraídos con, o garantizados por, organismos internacionales, sus agencias asociadas, o agencias de crédito a la exportación;
- (ii) endeudamientos originados a partir del 01 de enero de 2020 y cuyos fondos hayan sido ingresados y liquidados en el mercado de cambios;
- (iii) endeudamientos originados a partir del 01 de enero de 2020 y que constituyen refinanciaciones de vencimientos de capital posteriores a esa fecha, en la medida que la refinanciación haya permitido alcanzar los parámetros que se establecen en el punto 3.17.3 del T.O. Comunicación 7490.
- (iv) la porción remanente de vencimientos ya refinanciados en la medida que la refinanciación haya permitido alcanzar los parámetros previstos en el punto 3.17.3 del T.O. Comunicación 7490.
- (v) un deudor que accederá al mercado de cambios para la cancelación del capital por los endeudamientos comprendidos por un monto que no superará el equivalente a USD 2.000.000 (dos millones de dólares estadounidenses) en el mes calendario y en el conjunto de las entidades

El plan de refinanciación deberá presentarse ante el BCRA como mínimo 30 (treinta) días corridos antes del vencimiento de capital a refinanciarse.

En línea con lo dispuesto por el BCRA, la CNV emitió la Resolución General N° 861 a los efectos de facilitar las refinanciaciones de deuda a través del mercado de capitales. En este sentido dispuso que en los casos en los que la emisora se proponga refinanciar deudas mediante una oferta de canje o la integración de nuevas emisiones de obligaciones negociables, en ambos casos en canje por o integración con obligaciones negociables previamente emitidas por la sociedad y colocadas en forma privada y/o con créditos preexistentes contra ella, se considerará cumplimentado el requisito de colocación por oferta pública, cuando la nueva emisión resulte suscripta bajo esta forma, por acreedores de la sociedad cuyas obligaciones negociables sin oferta pública y/o créditos preexistentes representen un porcentaje que no exceda el treinta por ciento (30%) del monto total efectivamente colocado, y que el porcentaje restante sea suscripto e integrado en efectivo o mediante la integración en especie entregando obligaciones negociables originalmente colocadas por oferta pública, u otros valores negociables con oferta pública y listado y/o negociación en mercados autorizados por la CNV, emitidos o librados por la misma sociedad, por personas que se encuentren domiciliadas en el país o en países que no se encuentren incluidos en el listado de jurisdicciones no cooperantes a los fines de la transparencia fiscal, previstos en el artículo 24 del Anexo integrante del Decreto N° 862/2019 o el que en el futuro lo reemplace. Además, dispuso la obligatoriedad del cumplimiento de ciertos requisitos para dar por cumplimentado el requisito de colocación por oferta pública.

Para mayor información, recomendamos al público inversor la lectura de la Resolución General N° 861 de la CNV.

Se requerirá la conformidad previa del BCRA para el acceso al mercado de cambios para la precancelación con más de 3 días hábiles antes al vencimiento de servicios de capital e intereses de deudas financieras con el exterior, excepto que se verifiquen las siguientes condiciones: (i) la precancelación sea efectuada en manera simultánea con los fondos liquidados de un nuevo endeudamiento de carácter financiero desembolsado a partir del 17 de octubre de 2019; (ii) la vida promedio del nuevo endeudamiento sea mayor a la vida promedio remanente de la deuda que se precancela; y (iii) el monto acumulado de los vencimientos de capital del nuevo endeudamiento en ningún momento podrá superar el monto que hubieran acumulado los vencimientos de capital de la deuda que se cancela..

Alejandro Cherniakov
Director y Subdelegado



Por otra parte, conforme al punto 3.6.4.4. del T.O Comunicación 7490, se podrá acceder al mercado de cambios con una antelación no mayor a 45 días corridos a la fecha de vencimiento para cancelar capital e intereses de deudas financieras con el exterior o títulos de deuda con registro público en el país denominadas en moneda extranjera, cuando la precancelación se concreta en el marco de un proceso de refinanciación de deuda de conformidad con los términos previstos en el punto 3.17 del T.O Comunicación 7490; el monto de intereses abonado no supera el monto de los intereses devengados por el endeudamiento refinanciado hasta la fecha en que se cerró la refinanciación; y el monto acumulado de los vencimientos de capital del nuevo endeudamiento no podrá superar el monto que hubieran acumulado los vencimientos de capital de la deuda refinanciada.

Asimismo, el punto 3.5.3.2 establece que se podrá acceder al mercado de cambios con anterioridad a la fecha de vencimiento cuando: i) la precancelación se concreta en el marco de un proceso de canje de títulos de deuda emitidos por el cliente; ii) el monto abonado antes del vencimiento corresponde a los intereses devengados a la fecha de cierre del canje; iii) la vida promedio de los nuevos títulos de deuda es mayor a la vida promedio remanente del título canjeado; y iv) el monto acumulado de los vencimientos de capital de los nuevos títulos en ningún momento podrá superar el monto que hubieran acumulado los vencimientos de capital del título canjeado.

Plan Gas

En la medida que se encuentre vigente el requisito de conformidad previa del BCRA para el acceso al mercado de cambios para la cancelación al vencimiento de capital e intereses de los endeudamientos financieros con el exterior, este requisito no resultará de aplicación en la medida que se cumpla la totalidad de las siguientes condiciones:

- a) el destino de los fondos haya sido la financiación de proyectos enmarcados en el “Plan de promoción de la producción del gas natural argentino – Esquema de oferta y demanda 2020-2024” establecido en el artículo 2° del Decreto N° 892/20;
- b) los fondos hayan sido ingresados y liquidados por el mercado de cambios a partir del 16.11.2020; y
- c) el endeudamiento tenga una vida promedio no inferior a los 2 (dos) años.

Excepciones a la obligación de liquidación

Según se dispone en el punto 2.6 del T.O. Comunicación 7490, 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.

Alejandro Chernacov
Director y Subdelegado



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

Canjes y arbitrajes con clientes asociados a ingresos de divisas del exterior

Las entidades podrán dar curso a estas operaciones con clientes en la medida que no correspondan a operaciones alcanzadas por la obligación de liquidación en el mercado de cambios. Por estas operaciones las entidades financieras deberán permitir la acreditación de ingresos de divisas del exterior a las cuentas abiertas por el cliente en moneda extranjera. En caso de que la transferencia corresponda a la misma moneda en la que está denominada la cuenta, la entidad deberá acreditar el mismo monto recibido del exterior. Cuando la entidad decida el cobro de una comisión y/o cargo por estas operaciones, ésta deberá instrumentarse a través de un concepto individualizado específicamente.

Canjes y arbitrajes con clientes

El punto 3.14 del T.O. Comunicación 7490 permite a las entidades llevar a cabo con sus clientes operaciones de canje y arbitraje no asociadas a un ingreso de divisas desde el exterior en los siguientes casos: (i) transferencias de divisas al exterior de personas humanas desde sus cuentas locales en moneda extranjera a cuentas bancarias propias en el exterior, (ii) 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, (iii) transferencia de divisas al exterior de las personas humanas desde sus cuentas locales en moneda extranjera a cuentas de remesadoras en el exterior por hasta el equivalente de US\$ 500 (quinientos dólares estadounidenses) en el mes calendario y en el conjunto de las entidades, (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; (v) Las operaciones de canje y arbitraje de personas humanas no residentes podrán realizarse sin restricciones en la medida que los fondos resultantes sean acreditados en una "Caja de ahorro para turistas" prevista en las normas sobre "Depósitos de ahorro, cuenta sueldo y especiales"; y (vi) 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.

Certificado de aumento de las exportaciones de bienes

El T.O Comunicación 7490, establece que, a partir del 14 de junio de 2021, los clientes que cuenten con un "Certificado de aumento de las exportaciones de bienes" quedarán exceptuados del requisito de conformidad previa del BCRA para acceder al mercado de cambios en aquellas operaciones en que se prevea tal opción. En todos los casos, se deberá acreditar el cumplimiento de los restantes requisitos generales y específicos que sean aplicables a la operación en virtud de la normativa cambiaria vigente.

El exportador deberá nominar una única entidad financiera local que será la responsable de emitir las correspondientes certificaciones y remitirlas a las entidades por las cuales el cliente desee acceder al mercado. La entidad nominada podrá emitir una "Certificación de aumento de las exportaciones de bienes en el año t" cuando se verifiquen la totalidad de los siguientes requisitos:

- a) El valor FOB de las exportaciones de bienes comprendidos en los puntos 7.1.1.2 a 7.1.1.5. embarcados en el año t y que cuenten con una certificación de cumplimiento en el marco del SECOEXPO, es superior al valor FOB de sus exportaciones para ese mismo conjunto de bienes embarcadas en todo el año t-1.
- b) El exportador no registra a la fecha de emisión permisos con plazo vencido para el ingreso y liquidación de las divisas en situación de incumplimiento.

Alejandro Chernacov
Director y Subdelegado



- c) El exportador registró exportaciones de bienes en el año t-1.
- d) El monto de las certificaciones emitidas, incluyendo la que se solicita emitir, no supera el equivalente en moneda extranjera al monto máximo establecido para el exportador por lo dispuesto en el punto 3.18.3.
- e) La entidad cuenta con una declaración jurada del exportador en la que deje constancia de que el aumento de las exportaciones corresponde a nuevas operaciones comerciales de carácter genuino y no a exportaciones de bienes previamente realizadas por terceros que se registran a su nombre en virtud de acuerdos con el tercero u otros.
- f) La entidad cuenta con una declaración jurada del exportador en la que deje constancia de que, en caso de haber sido convocados tanto él como su grupo económico a un acuerdo de precios por el Gobierno Nacional, no han rechazado participar en tales acuerdos ni han incumplido lo acordado en caso de poseer un programa vigente; y otros requisitos establecidos en la normativa.

Disposiciones específicas para los egresos por el mercado de cambios

Requisitos generales para los egresos por el mercado de cambios

Como regla general, y de forma complementaria a aquellos relacionados con cada operación, ciertos requisitos generales deben cumplirse para poder acceder al mercado de cambios sin la conformidad previa del BCRA. El T.O. Comunicación 7490 establece que 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.

En el caso de que el cliente tuviera activos externos líquidos disponibles por un monto superior al establecido anteriormente, la entidad también podrá aceptar una declaración jurada del cliente en la que deje constancia que no se excede tal monto al considerar que, parcial o totalmente, tales activos: (1) fueron utilizados durante esa jornada para realizar pagos que hubieran tenido acceso al mercado local de cambios; (2) fueron transferidos a favor del cliente a una cuenta de corresponsalía de una entidad local autorizada a operar en cambios; (3) son fondos depositados en cuentas bancarias del exterior que se originan en cobros de exportaciones de bienes y/o servicios o anticipos, prefinanciaciones o postfinanciaciones de exportaciones de bienes otorgados por no residentes, o en la enajenación de activos no financieros no producidos para los cuales no ha transcurrido el plazo de 5 (cinco) días hábiles desde su percepción; (4) son fondos depositados en cuentas bancarias del exterior originados en endeudamientos financieros con el exterior y su monto no supera el equivalente a pagar por capital e intereses en los próximos 365 (trescientos sesenta y cinco) días corridos.

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

Alejandro Chernacov
Director y Subdelegado



(iii) mencionados más arriba, cuando la operación en cuestión se hubiera concertado con posterioridad al 28 de mayo de 2020).

La declaración jurada del punto (b) no será requerida para los egresos que correspondan a: (i) operaciones de clientes realizadas en el marco de los puntos 3.8., 3.13. y 3.14.1. a 3.14.4. del T.O. Comunicación 7490; (ii) operaciones propias de la entidad en carácter de cliente; (iii) cancelaciones de financiamientos en moneda extranjera otorgadas por entidades financieras locales por los consumos en moneda extranjera efectuados mediante tarjetas de crédito o de compra; o (iv) pagos al exterior de las empresas no financieras emisoras de tarjetas por el uso de tarjetas de crédito, de compra, de débito o prepagas emitidas en el país.

c. Deja constancia que (i) en el día en que solicita el acceso al mercado y en los 180 (*) días corridos anteriores no ha concertado ventas en el país con liquidación en moneda extranjera de títulos valores emitidos por residentes por activos externos o transferencias de los mismos a entidades depositarias del exterior o la adquisición en el país con liquidación en pesos de títulos valores emitidos por no residentes; y (ii) se compromete a no concertar ventas en el país con liquidación en moneda extranjera de títulos valores emitidos por residentes o canjes de títulos valores emitidos por residentes por activos externos o transferencias de los mismos a entidades depositarias del exterior o la adquisición en el país con liquidación en pesos de títulos valores emitidos por no residentes a partir del momento en que requiere el acceso y por los 180 (*) días corridos subsiguientes. A los efectos de estas declaraciones juradas no deberán tenerse en cuenta las transferencias de títulos valores a entidades depositarias del exterior realizadas o a realizar por el cliente con el objeto de participar de un canje de títulos de deuda emitidos por el Gobierno Nacional, gobiernos locales u emisores residentes del sector privado. El cliente deberá comprometerse a presentar la correspondiente certificación por los títulos de deuda canjeados.

(*)El plazo en cuestión será de 90 días corridos para las operaciones de títulos valores realizadas con anterioridad al 21 de abril de 2023. Para aquellas operaciones de títulos valores realizadas con posterioridad al 21 de abril de 2023 el plazo a computar será de 180 días corridos.

El requisito del párrafo anterior no resultará de aplicación para los egresos que correspondan a: (i) operaciones de clientes realizadas en el marco del punto 3.14.1. en la medida que corresponda a la transferencia al exterior de los fondos remanentes en una "Caja de ahorro para turistas" al momento de cierre; (ii) operaciones de clientes realizadas en el marco de los puntos 3.14.2. a 3.14.5.; (iii) cancelaciones de financiamientos en moneda extranjera otorgadas por entidades financieras locales, incluyendo los pagos por los consumos en moneda extranjera efectuados mediante tarjetas de crédito o de compra; (iv) operaciones comprendidas en el punto 3.13.1.4. en la medida que las mismas sean cursadas en forma automática por la entidad en su carácter de apoderada del beneficiario no residente.

d. El punto 3.16.3 del T.O Comunicación 7490 agrega que, en caso de que el cliente que solicita acceso al mercado de cambios sea una persona jurídica, para que la operación no quede comprendida por el requisito de conformidad previa del BCRA, la entidad deberá contar adicionalmente con una declaración jurada en la que consta:

- a) El detalle de las personas humanas o jurídicas que ejercen una relación de control directo sobre el cliente y de otras personas jurídicas con las que integra un mismo grupo económico. A los efectos de determinar la existencia de una relación de control directo deberán considerarse los tipos de relaciones descriptos en el punto 1.2.2.1 de las normas de "Grandes exposiciones al riesgo de crédito" del BCRA. Asimismo, serán considerados como integrantes de un mismo grupo económico las empresas que compartan una relación de control del tipo definido en el presente párrafo; y
- b) Dejando constancia que, en los 180(*) corridos anteriores a solicitar el acceso, no ha entregado en el país fondos en moneda local, ni otros activos locales líquidos, a ninguna persona humana o jurídica que ejerza una relación de control directo sobre ella o a otras empresas con las que integre un mismo grupo económico, excepto que:

Alejandro Chernacov
Director y Subdelegado



- I. Dicha entrega se haya realizado con anterioridad al 12 de julio de 2021;
- II. Dicha entrega esté directamente asociada a operaciones habituales de adquisición de bienes y/o servicios; o
- III. Quien solicite el acceso al mercado de cambios presente una declaración jurada rubricada por cada persona humana o jurídica detallada en el punto a) dejando constancia de lo previsto en c).

* El plazo en cuestión será de 90 días corridos para las operaciones de títulos valores realizadas con anterioridad al 21 de abril de 2023. Para aquellas operaciones de títulos valores realizadas con posterioridad al 21 de abril de 2023 el plazo a computar será de 180 días corridos.

Respecto al punto b) precedente, y en el caso de las personas humanas o jurídicas que ejerzan una relación de control directo, el plazo de 180 días corridos solo será aplicable para las entregas realizadas a partir del 21 de abril de 2023, rigiendo el plazo de 90 días corridos para las entregas efectuadas con anterioridad a esa fecha. En tanto que para las personas jurídicas que integren el mismo grupo económico pero que no ejercían una relación de control directo sobre el cliente al 11 de mayo de 2023, lo previsto será aplicable solo por las entregas efectuadas a partir del 12 de mayo de 2023..

Asimismo, el punto 3.16.4 del T.O. Comunicación 7490 establece que las entidades requerirán la conformidad previa del BCRA para dar acceso al mercado de cambios a las personas humanas o jurídicas incluidas por la AFIP en la base de datos de facturas o documentos equivalentes calificados como apócrifos por dicho organismo. Este requisito no resultará de aplicación para el acceso al mercado para las cancelaciones de financiamientos en moneda extranjera otorgadas por entidades financieras locales, incluyendo los pagos por los consumos en moneda extranjera efectuados mediante tarjetas de crédito o compra.

Régimen de Fomento de Inversión para las Exportaciones

El 7 de abril de 2021, el Poder Ejecutivo dictó el Decreto N° 234/2021 (luego modificado por el Decreto N° 836/2021) que estableció el Régimen de Fomento de Inversión para las Exportaciones (el “**Régimen de Fomento**”), con el objetivo, entre otros, de incrementar las exportaciones de bienes y promover el desarrollo económico sostenible. El Ministerio de Economía y el Ministerio de Desarrollo Productivo serán las autoridades de aplicación del Régimen de Fomento.

El Régimen de Fomento abarca inversiones destinadas a nuevos proyectos productivos en, entre otras, las actividades forestales, mineras, hidrocarburíferas, manufactureras y agroindustriales, así como la ampliación de las unidades de negocio existentes, que requieran inversión para aumentar su producción. Los beneficios del Régimen de Fomento no aplican a commodities como trigo, maíz, soja y biodiesel, entre otros. Si bien los entes reguladores podrán incluir y/o excluir actividades del Régimen de Fomento, el Decreto establece que no se afectarán los derechos adquiridos.

Los requisitos son los siguientes:

- (a) Pueden presentarse tanto personas jurídicas como físicas, residentes o no residentes;
- (b) Presentación de un "Proyecto de Inversión para la Exportación" consistente en una inversión directa mínima de cien millones de dólares americanos (US\$ 100.000.000);
- (c) Los beneficiarios deberán cumplir con los términos y condiciones de los proyectos presentados y aprobados por los reguladores;
- (d) No podrán postularse al Régimen de Fomento las personas físicas y jurídicas cuyos representantes o directores hayan sido condenados por ciertos delitos con penas de prisión y/o inhabilitación por un tiempo determinado, (ii) las personas físicas y jurídicas que tengan deudas tributarias o previsionales vencidas e impagas, o a las que se les haya impuesto el pago de impuestos, tasas, multas o recargos por resolución judicial o administrativa firme en materia aduanera, cambiaria, tributaria o previsional, y (iii)

Alejandro Chernacov
Director y Subdelegado



las personas que hayan incumplido, sin justificación, sus obligaciones en relación con otros regímenes de promoción.

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

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

El punto 7.10 del T.O. Comunicación 7490 establece que se admitirá la aplicación de cobros en divisas por exportaciones de bienes que correspondan a proyectos comprendidos en el Régimen de Fomento en los términos fijados por la autoridad de aplicación, para las siguientes operaciones: (a) pago a partir del vencimiento de capital e intereses de deudas por la importación de bienes y servicios; (b) pago a partir del vencimiento de capital e intereses de endeudamientos financieros con el exterior; (c) pago de utilidades y dividendos que correspondan a balances cerrados y auditados; y (d) repatriación de inversiones directas de no residentes en empresas que no sean controlantes de entidades financieras locales.

Tales aplicaciones estarán sujetas al cumplimiento de las siguientes condiciones:

- (i) monto aplicado no supere el 20% del monto en divisas que corresponde al permiso de exportación cuyos cobros se aplican;
- (ii) el monto aplicado en el año calendario no supere el equivalente al 25% del monto bruto de las divisas ingresadas por el mercado de cambios para financiar el desarrollo del proyecto que genera las exportaciones aplicadas. Dicho monto bruto surgirá del monto acumulado de las liquidaciones efectuadas en el mercado de cambios a partir del 07 de abril 2021 en concepto de (a) endeudamientos financieros con el exterior y (b) aportes de inversión extranjera directa. Las liquidaciones podrán ser computadas una vez transcurrido un año calendario desde su liquidación en el mercado de cambios;
- (iii) Cuando los proyectos incluidos contemplen inversiones superiores a US\$ 500.000.000, los beneficiarios podrán optar por acceder a un beneficio ampliado. El monto del beneficio de libre aplicación no podrá superar un máximo anual equivalente al 40% del monto bruto de las divisas ingresadas por el mercado de cambios para financiar el desarrollo del proyecto que genera las exportaciones aplicadas.
- (iv) Cuando los proyectos incluidos contemplen inversiones superiores a US\$ 1.000.000.000, los beneficiarios podrán optar por acceder a un beneficio ampliado. El monto del beneficio de libre aplicación no podrá superar un máximo anual equivalente al 60% del monto bruto de las divisas ingresadas por el mercado de cambios para financiar el desarrollo del proyecto que genera las exportaciones aplicadas.
- (v) los exportadores que opten por este mecanismo deberán designar una entidad financiera local para que realice el seguimiento del proyecto comprendido en el Régimen de Fomento.

Asimismo, los cobros de exportación de bienes recibidos por un exportador que resulten elegibles para ser aplicados a los conceptos arriba mencionados y no sean aplicados de forma simultánea podrán quedar depositados hasta su aplicación en las cuentas corresponsales en el exterior de entidades financieras locales y/o en cuentas locales en moneda extranjera de entidades financieras locales. En caso de que la aplicación no hubiese tenido lugar al momento del vencimiento del plazo para la liquidación de divisas del correspondiente permiso de

Alejandro Chernacov
Director y Subdelegado



embarque, el exportador podrá solicitar a la entidad encargada del seguimiento que dicho plazo sea ampliado hasta la fecha en que se estima se efectuará la aplicación.

Pagos de importaciones y otras compras de bienes al exterior

El punto 3.1 del T.O. Comunicación 7490 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.

Sin perjuicio de lo descrito anteriormente, conforme lo establecido por el punto 10.11 del T.O. Comunicación 7490, hasta el 31 de diciembre de 2022, 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 la cancelación de principal de deudas originadas en la importación de bienes, a menos que se verifique alguna de las situaciones establecidas en los puntos 10.11.1 a 10.11.11 del T.O. Comunicación 7490. Algunos de estos supuestos son:

a) La entidad interviniente cuente con una declaración jurada del cliente dejando constancia de que el monto total de los pagos asociados a sus importaciones de bienes cursados a través del mercado de cambios a partir del 1 de enero de 2020, incluido el pago cuyo curso se está solicitando no supere en más del equivalente a US\$250.000 al monto que surge de considerar (i) el monto por el cual el importador tendría acceso al mercado de cambios al computar las importaciones de bienes que constan a su nombre en el sistema de seguimiento de pagos de importaciones de bienes (SEPAIMPO) y que fueron oficializadas entre el 1 de enero de 2020 y el día previo al acceso al mercado de cambios, las importaciones de bienes asociadas a una declaración efectuada a través del Sistema Integral de Monitoreo de Importaciones (SIMI) oficializada serán computadas en la medida que se verifique alguna de las condiciones previstas en los puntos 10.3.2.7.i) al 10.3.2.7.vii), (ii) más el monto de los pagos cursados por el mercado de cambios a partir del 6 de julio de 2020 que correspondan a importaciones de bienes ingresadas por Solicitud Particular o Courier 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, (iii) más el monto de los pagos cursados en el marco de los puntos b) a g) debajo, no asociados a importaciones comprendidas los puntos (i) y (ii) del presente párrafo, (iv) menos el monto pendiente de regularizar por pagos de importaciones con registro aduanero pendiente realizados entre el primero de septiembre de 2019 y el 31 de diciembre de 2019.

b) Se trate de un pago diferido 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 en la medida que se cumpla alguna de las condiciones previstas en los puntos 10.3.2.7.i) al 10.3.2.7.vii) del T.O. Comunicación 7490.

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 a la vista o de deudas comerciales sin registro de ingreso aduanero y se verifiquen las siguientes condiciones: a) la operación corresponde a la importación de insumos que serán utilizados para la elaboración de bienes en el país; y b) los pagos cursados por el presente inciso no superan, en el mes calendario

Alejandro Chernacov
Director y Subdelegado



en curso y en el conjunto de las entidades, el monto que se obtiene de considerar el promedio del monto de las importaciones de insumos computables a los efectos del punto 10.11.1. en los últimos doce meses calendario cerrados, neto del monto pendiente de regularización por pagos con registro de ingreso aduanero pendiente en situación de demora que registre el importador. La entidad deberá contar con una declaración jurada del cliente dejando constancia del cumplimiento de las condiciones indicadas, el carácter de insumos de las importaciones computadas y constatar adicionalmente que lo declarado respecto al monto resulta compatible con los datos existentes en el BCRA a partir del sistema online implementado a tal efecto.

Previamente a dar curso a pagos de importaciones de bienes, la entidad interviniente, deberá, adicionalmente a solicitar la declaración jurada del cliente, constatar que tal declaración resulta compatible con los datos existentes en el BCRA a partir del sistema online implementado a tal efecto.

A la fecha del Presente Prospecto, entre otros requisitos, si un nuevo endeudamiento es ingresado y liquidado en el mercado de cambios, tiene una vida promedio no inferior a los 2 (dos) años y no registra vencimientos de capital como mínimo hasta tres meses después de su liquidación en el mercado de cambios, el acceso al mercado de cambios esta permitido para el pago de importaciones al vencimiento. Este mecanismo sólo puede utilizarse por hasta 10 millones de dólares.

Pagos de servicios prestados por no residentes

En virtud del punto 3.2 del T.O. Comunicación 7490 las entidades podrán dar acceso al mercado de cambios para cursar pagos de servicios prestados por no residentes en la medida que cuenten con documentación que permita avalar la existencia del servicio.

En el caso de deudas comerciales por servicios se podrá acceder a partir de la fecha de vencimiento, 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 la conformidad previa del BCRA para el acceso al mercado de cambios para precancelar deudas por servicios

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

Para cursar pagos de servicios a contrapartes vinculadas del exterior será necesaria la conformidad previa del BCRA, salvo para algunas excepciones contempladas en la normativa.

Con fecha 20 de abril de 2023, el BCRA emitió la Comunicación "A" 7746, por medio de la cual se establece que las entidades requerirán la conformidad previa del BCRA para dar acceso al mercado de cambios a clientes antes de los 60 (sesenta) días corridos desde la fecha de aprobación de la declaración SIRASE cuando la operación corresponda a los siguientes conceptos:

- “S16. Servicios de investigación y desarrollo”,
- “S17. Servicios jurídicos, contables y gerenciales”,
- “S18. Servicios de publicidad, investigación de mercado y encuestas de opinión pública”,
- “S19. Servicios arquitectónicos, de ingeniería y otros servicios técnicos”,
- “S22. Otros servicios empresariales”.

El requisito de conformidad previa no resultará de aplicación en los siguientes casos:

- (i) el pago se concrete mediante la realización de un canje y/o arbitraje contra una cuenta local en moneda extranjera del cliente;

Alejandro Chernacov
Director y Subdelegado



- (ii) el cliente accede en forma simultánea con la liquidación de un nuevo endeudamiento financiero con el exterior para el cual la totalidad del capital tenga vencimiento con posterioridad al plazo indicado; y
- (iii) el cliente accede con fondos originados en una financiación de importaciones de servicios otorgada por una entidad financiera local a partir de una línea de crédito comercial del exterior y la totalidad del capital de la financiación tenga vencimiento con posterioridad al plazo indicado.

También se modifica el punto 3.2.2. del T.O. Comunicación 7490 referido al acceso al mercado de cambios para el pago de servicios a contrapartes vinculadas del exterior, estableciendo que en el caso que los pagos correspondan a los conceptos "S02. Servicios de fletes" o "S04. Otros servicios de transportes", será necesario que el pago se concrete a partir de los 90 días corridos desde la fecha de efectiva prestación del servicio.

Pagos de intereses de deudas por importaciones de bienes y servicios

De conformidad con el punto 3.3 del T.O. Comunicación 7490, 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 deudas comerciales por importaciones de bienes y servicios.

Asimismo, establece que, hasta el 31 de diciembre de 2023, y cuando el acreedor sea una contraparte vinculada al deudor, se requerirá la conformidad previa del BCRA para acceder al mercado de cambios para pagar servicios de intereses de deudas comerciales por importaciones de bienes y servicios y/o de préstamos financieros con el exterior. Se establece expresamente que este requisito no resultará de aplicación para las operaciones propias de las entidades financieras locales.

La entidad de cambios deberá previamente al realizar el pedido de conformidad previa al BCRA, verificar el cumplimiento de la totalidad de los restantes requisitos normativos aplicables a la operación.

Acreditación en Cuentas Especiales

Según lo dispuesto por la Comunicación "A" 7746, se establece que que los clientes también podrán acreditar en una cuenta especial cuya retribución se determine en función de la evolución del tipo de cambio de referencia de la Comunicación "A" 3500 del BCRA previstas en las normas de "Depósitos de ahorro, cuenta sueldo y especiales": (i) el equivalente en pesos del monto de los pagos a no residentes que pudiendo realizarse con pesos sin necesidad de contar con la conformidad previa del BCRA, se realicen mediante la concreción de operaciones de canje y/o arbitraje; (ii) el equivalente en pesos recibido por liquidaciones en el mercado de cambios de moneda extranjera que no correspondan a operaciones alcanzadas por la obligación de liquidación en el mercado de cambios; (iii) el equivalente en pesos del monto de los pagos de intereses que no hubiesen sido cursados por el mercado de cambios a partir del vencimiento en virtud de lo dispuesto en el punto 3. de la presente, en la medida que se constate el cumplimiento de los restantes requisitos normativos aplicables a la operación. Para determinar el monto de pesos deberá utilizarse el tipo de cambio de referencia (Comunicación "A" 3500) del cierre del día hábil previo a la realización del pago. En caso de que el pago fuese en una moneda extranjera distinta del Dólar se tomará el monto equivalente en Dólares resultante del correspondiente arbitraje al tipo de cambio de referencia.

Certificación de ingreso de nuevo endeudamiento financiero con el exterior

Los clientes que registren nuevos endeudamientos financieros con el exterior, podrán acceder al mercado de cambios para cursar (i) pagos de importaciones de bienes sin la conformidad previa requerida en el punto 10.11,

Alejandro Chernacov
Director y Subdelegado



y/o (ii) pagos de servicios a contrapartes vinculadas sin la conformidad previa del BCRA requerida en el punto 3.2., cuando sea un pago a partir del vencimiento de una obligación por un servicio prestado al menos 180 días corridos antes del acceso o derivada de un contrato firmado con una antelación similar, en la medida que cuenten con una certificación emitida por una entidad respecto al cumplimiento de los siguientes requisitos:

- a) el nuevo endeudamiento financiero con el exterior tiene una vida promedio no inferior a los 2 (dos) años y no registra vencimientos de capital como mínimo hasta tres meses después de su liquidación en el mercado de cambios;
- b) el monto certificado no supera el monto ingresado y liquidado en el mercado de cambios a partir del 27 de agosto de 2021; y
- c) la entidad cuenta con una declaración jurada del cliente dónde consta que a) No ha utilizado este mecanismo en el año calendario por un monto superior al equivalente a USD 10 millones, incluyendo la certificación solicitada, y b) el nuevo endeudamiento financiero con el exterior no se encuentre receptado dentro de los puntos 3.5.3.1., 3.6.4.2., 3.17.3., 7.9. y 7.10 del T.O. Comunicación 7490.

En todos los casos, se deberá acreditar el cumplimiento de los restantes requisitos generales y específicos que sean aplicables en virtud de la normativa cambiaria.

La certificación podrá ser utilizada dentro de los 5 (cinco) días hábiles de la liquidación de los fondos del nuevo endeudamiento financiero con el exterior y la entidad emisora deberá remitirla a la/s entidad/es por la/s cual/es el cliente desee acceder al mercado de cambios.

Pagos de utilidades y dividendos

El punto 3.4 del T.O. Comunicación 7490 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. Los dividendos deberán corresponder a balances cerrados y auditados.
- b. 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.
- c. De ser aplicable, se deberá haber cumplido con el Relevamiento de Activos y Pasivos Externos por las operaciones involucradas.
- d. La empresa encuadra dentro de alguna de las siguientes situaciones:
 - i. Registra aportes de inversión directa liquidados a partir del 17 de enero de 2020, en cuyo caso, (i) el monto total de transferencias que se cursen en el mercado de cambios a partir de esa fecha 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; (ii) la entidad deberá contar con una certificación emitida por la entidad que dio curso a la liquidación respecto a que no ha emitido certificaciones a los efectos previstos en este punto por un monto superior al 30 % del monto liquidado; (iii) 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; y (iv) al momento del acceso

Alejandro Chernacov
Director y Subdelegado



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.

- ii. Utilidades generadas en proyectos enmarcados en el Plan Gas, en cuyo caso, (i) las utilidades generadas por los aportes de inversión extranjera directa ingresados y liquidados por el mercado de cambios a partir del 16 de noviembre de 2020, destinados a la financiación de proyectos enmarcados ducho plan; (ii) el acceso al mercado de cambios se produce no antes de los 2 (dos) años corridos contados desde la fecha de la liquidación en el mercado de cambios del aporte que permite el encuadre en el presente punto; y (iii) el cliente deberá presentar la documentación que avale la capitalización definitiva del aporte.
- iii. Cuenta con una Certificación de aumento de exportaciones de bienes emitida en el marco del punto 3.18 del T.O. Comunicación 7490, por el equivalente al valor de utilidades y dividendos que abona.

Los casos que no encuadren en lo expuesto precedentemente requerirán la conformidad previa del BCRA para acceder al mercado de cambios.

Cancelación de garantías financieras otorgadas por entidades financieras locales

De acuerdo con el punto 3.20 del T.O Comunicación 7490, las entidades financieras locales podrán acceder al mercado de cambios para hacer frente a sus obligaciones con no residentes por garantías financieras otorgadas a partir del 1 de octubre de 2021, en la medida que se reúnan la totalidad de las siguientes condiciones:

- (i) El otorgamiento de la garantía fue un requisito para la concreción de un contrato de obras o provisión de bienes y/o servicios que implicaba, en forma directa o indirecta, la realización de exportaciones de bienes y/o servicios de residentes argentinos.
- (ii) La garantía se emite por pedido del residente que proporcionará los bienes o servicios y está asociada al cumplimiento de los contratos de obras o provisión de bienes y/o servicios por su parte o por una empresa no residente bajo su control que tendrá a su cargo la ejecución del contrato.
- (iii) La contraparte del mencionado contrato es un no residente no vinculado con el residente que exportará los bienes y/o servicios.
- (iv) El beneficiario del pago es la contraparte no residente o una entidad financiera del exterior que haya otorgado garantías por el fiel cumplimiento de contratos de obras o provisión de bienes y/o servicios por parte del exportador o una empresa no residente que controla.
- (v) El monto de la garantía que otorga la entidad financiera local no supera el valor de las exportaciones de bienes y/o servicios que realizará el residente a partir de la ejecución del contrato de obras o provisión de bienes y/o servicios.
- (vi) El plazo de vigencia de la garantía no excede los 180 días corridos de la fecha de embarque de bienes locales o finalización de la prestación de servicios, relacionados con el contrato objeto de la garantía.

Constitución de garantías en el marco de los nuevos endeudamientos

Alejandro Chernácov
Director y Subdelegado



Los residentes tendrán acceso al mercado de cambios para la constitución de garantías vinculadas a endeudamientos originados a partir del 7 de enero de 2021 que se encuentren comprendidos bajo el punto 7.9 del T.O. Comunicación 7490, o a fideicomisos constituidos en el país para garantizar la atención de los servicios de capital e intereses de tales endeudamientos. Las garantías deberán constituirse en cuentas abiertas en entidades financieras locales o, de tratarse de un endeudamiento externo, en el exterior, por hasta los montos exigibles en los contratos de endeudamiento y en las siguientes condiciones:

- i. Las compras se realicen en forma simultánea con la liquidación de divisas y/o a partir de fondos ingresados a nombre del exportador en una cuenta de corresponsalía en el exterior de una entidad local, y,
- ii. Las garantías acumuladas en moneda extranjera no superen el equivalente al 125% de los servicios por capital e intereses a abonar en el mes corriente y los siguientes seis meses calendario, de acuerdo con el cronograma de vencimientos de los servicios acordados con los acreedores.

Los fondos en moneda extranjera que no se utilicen en la cancelación del servicio de deuda y/o el mantenimiento del monto de la garantía indicado en el punto anterior comprometido deberán ser liquidados en el mercado de cambios dentro de los 5 días hábiles posteriores a la fecha de vencimiento.

Pagos de obligaciones en moneda extranjera entre residentes

El punto 3.6 del T.O. Comunicación 7490 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 la cancelación a partir de su vencimiento de capital e intereses de:

-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.

-Las emisiones de títulos de deuda realizadas a partir del 1 de septiembre de 2019 con el objeto de refinanciar obligaciones en moneda extranjera entre residentes y que conlleven un incremento de la vida promedio de las obligaciones.

-Las emisiones realizadas a partir del 29 de noviembre de 2019 de títulos de deuda con registro público en el país, denominadas y suscriptas en moneda extranjera y cuyos servicios sean pagaderos en moneda extranjera en el país, en la medida que la totalidad de los fondos obtenidos hayan sido liquidados en el mercado de cambios.

-Las emisiones realizadas a partir del 9 de octubre de 2020 de títulos de deuda con registro público en el país, denominadas en moneda extranjera y cuyos servicios sean pagaderos en moneda extranjera en el país, en la medida que su vida promedio no sea inferior a 2 (dos) años y su entrega a los acreedores haya permitido alcanzar los parámetros de refinanciación previstos en el punto 3.17.

-Las emisiones realizadas a partir del 7 de enero 2021 de títulos de deuda con registro público en el país denominadas en moneda extranjera y cuyos servicios sean pagaderos en moneda extranjera en el país, en la medida que fueran entregadas a acreedores para refinanciar deudas preexistentes con una extensión de la vida promedio, cuando corresponda al monto de capital refinanciado, los intereses devengados hasta la fecha de refinanciación y, en la medida que los nuevos títulos de deuda no registren vencimientos de capital durante los primeros 2 (dos) años, el monto equivalente a los intereses que se devengarían en los 2 (dos) primeros años por el endeudamiento

Alejandro Chernacov
Director y Subdelegado



que se refinancia anticipadamente y/o por la postergación del capital refinanciado y/o por los intereses que se devengarían sobre los montos así refinanciados..

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 punto 3.7 del T.O. Comunicación 7490 se aclara que las entidades podrán dar acceso al mercado de cambios para realizar pagos de capital y/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.

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 punto 3.8 del T.O. Comunicación 7490 establece el requisito 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 punto 3.12.1.del T.O. Comunicación 7490) 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. En caso de que el monto no supere los US\$200, las entidades podrán dar acceso al mercado de cambios en tanto se cumplan la totalidad de las siguientes condiciones:

- La operación se curse con débito en cuenta del cliente en entidades financieras locales o el uso de efectivo de moneda local por parte del cliente no supere el equivalente a US\$ 100 (cien dólares estadounidenses) en el mes calendario en el conjunto de las entidades y por el conjunto de los conceptos señalados.

-El cliente no haya excedido en el mes calendario anterior los límites mencionados precedentemente.

-El cliente se compromete a no concertar en el país operaciones de títulos valores con liquidación en moneda extranjera a partir del momento en que requiere el acceso y por los 90 (noventa) días corridos subsiguientes.

-El cliente no registre financiaciones pendientes de cancelación que correspondan a:

- i. refinanciaciones previstas en el punto 2.1.1. de las normas sobre “Servicios financieros en el marco de la emergencia sanitaria dispuesta por el Decreto N° 260/2020 Coronavirus (COVID-19)”.
- ii. “Créditos a Tasa Cero 2021”, “Créditos a Tasa Cero Cultura” o “Créditos a Tasa Subsidiada para Empresas”, previstas en los puntos 1.1.2. y 1.1.3. de las normas sobre “Servicios financieros en el marco de la emergencia sanitaria dispuesta por el Decreto N° 260/2020 Coronavirus (COVID-19)”.
- iii. financiaciones en pesos comprendidas en el punto 2. de la Comunicación “A” 6937, en los puntos 2. y 3. de la Comunicación “A” 7006 y normas complementarias.

- El cliente no es beneficiario en materia de actualización del valor de la cuota en el marco de lo dispuesto en el artículo 2° del Decreto N° 319/2020 y normas complementarias y reglamentarias.

-El cliente no reviste el carácter de funcionario público nacional a partir del rango de Subsecretario de Estado (o rango equivalente) ni es miembro de los directorios de los bancos públicos nacionales o del BCRA.

Alejandro Cherniakov
Director y Subdelegado



-El cliente no se encuentra alcanzado por la Resolución Conjunta de la Presidenta del Honorable Senado de la Nación y del Presidente de la Honorable Cámara de Diputados de la Nación N° 12/2020 del 1° de octubre de 2020.

-La entidad cuenta con una declaración jurada del cliente en la que consta que el cliente cumple con los requisitos mencionados precedentemente.

-La entidad ha constatado en el sistema “online” implementado a tal efecto que lo declarado por el cliente resulta compatible con los datos existentes en el BCRA.

-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.

Sin perjuicio de lo anterior, el punto 3.9 del T.O. Comunicación 7490 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.

Asimismo, el punto 3.6.5 del T.O. Comunicación 7490 establece que cuando los montos imputados a los consumos en el exterior con tarjeta de débito con débito en cuentas locales en pesos y los montos en moneda extranjera adquiridos para la cancelación de obligaciones entre residentes -incluyendo los pagos por los consumos en moneda extranjera efectuados mediante tarjetas de crédito- superen los US\$200 mensuales (incluyendo aquellos utilizados para la constitución de activos externos), la deducción será trasladada a los máximos computables de los meses subsiguientes hasta completar el monto adquirido.

La AFIP, a través de la Resolución AFIP 4815/2020, estableció sobre las operaciones alcanzadas por el Impuesto Para una Argentina Inclusiva y Solidaria (“PAIS”) y para los sujetos definidos en el artículo 36 de la Ley de Solidaridad y Reactivación Productiva y su modificación que revistan la condición de residentes en el país, en los términos del artículo 116 y siguientes de la Ley de Impuestos a las Ganancias, la percepción del treinta y cinco por ciento (35%) sobre los montos en Pesos que, para cada caso, se detallan en el artículo 39 de la Ley de Solidaridad y Reactivación Productiva. Dichas percepciones tendrán el carácter de impuesto ingresado y serán computables en la declaración jurada anual del impuesto a las ganancias o, en su caso, del impuesto sobre los bienes personales, correspondientes al período fiscal en el cual fueron practicadas. Adicionalmente, la Resolución AFIP 4815/2020 establece un régimen de devolución para aquellos sujetos a quienes se les hubieran practicado las percepciones establecidas y que no sean contribuyentes del impuesto a las ganancias o, en su caso, del impuesto sobre los bienes personales.

Compra de moneda extranjera por parte de no residentes

El punto 3.13 del T.O. Comunicación 7490 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 de lo establecido en el 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, (d) las

Alejandro Chernacov
Director y Subdelegado



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, (e) 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 (cientos dólares estadounidenses) 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 (noventa) 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, (f) Transferencias a cuentas bancarias en el exterior de personas humanas por los fondos que percibieron en el país asociados a los beneficios otorgados por el Estado Nacional en el marco de las Leyes 24043, 24411 y 25914 y concordantes, y (g) Repatriaciones de inversiones directas de no residentes en empresas que no sean controlantes de entidades financieras locales, en la medida que el aporte de capital haya sido ingresado y liquidado por el mercado de cambios a partir del 2 de octubre de 2020 y la repatriación tenga lugar como mínimo 2 (dos) años después de su ingreso,

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 punto 3.10 del T.O. Comunicación 7490 establece el requisito de conformidad previa del BCRA para El acceso al mercado de cambios por parte de personas jurídicas que no sean entidades autorizadas a operar en cambios, gobiernos locales, Fondos Comunes de Inversión, Fideicomisos y otras universalidades constituidas en el país, requerirá la conformidad previa del BCRA para la formación de activos externos y para la operatoria con derivados en la medida que no encuadre en el punto 3.12.1.

Derivados Financieros

Al respecto, el punto 3.12.3 del T.O. Comunicación 7490 establece 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, el punto 3.12.1 del T.O. Comunicación 7490 establece que se podrá acceder al mercado de cambios 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 mercado de cambios 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

Cancelación de líneas de crédito comerciales del exterior por parte de entidades financieras.

El punto 3.15 del T.O. Comunicación 7490 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

Alejandro Chernacov
Director y Subdelegado



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.

Operaciones con títulos valores

El punto 4.3 del T.O. Comunicación 7490 establece que las transacciones de títulos valores concertadas en el exterior no podrán liquidarse en pesos en el país, pudiéndose liquidar en pesos en el país solamente aquellas operaciones concertadas en el país.

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.

El punto 4.3.2 del T.O. Comunicación 7490 establece que no podrán concertar ventas en el país con liquidación en moneda extranjera de títulos valores emitidos por residentes o canjes de títulos valores emitidos por residentes por activos externos o transferirlos a entidades depositarias del exterior o la adquisición en el país con liquidación en pesos de títulos valores emitidos por no residentes:

- los beneficiarios de refinanciamientos previstas en el punto 1.1.1. de las normas sobre “Servicios financieros en el marco de la emergencia sanitaria dispuesta por el Decreto N° 260/2020 Coronavirus (COVID-19)”, hasta su cancelación total;

- los beneficiarios de "Créditos a Tasa Cero", "Créditos a Tasa Cero 2021", "Créditos a Tasa Cero Cultura" o "Créditos a Tasa Subsidiada para Empresas", previstas en los puntos 1.1.2. y 1.1.3. de las normas sobre "Servicios financieros en el marco de la emergencia sanitaria dispuesta por el Decreto N° 260/2020 Coronavirus (COVID-19)", hasta su cancelación total;

- los beneficiarios de financiamientos en pesos comprendidos en el punto 2. de la Comunicación “A” 6937, en los puntos 2. y 3. de la Comunicación “A” 7006 y normas complementarias; hasta su cancelación total;

- los beneficiarios de lo dispuesto en el artículo 2° del Decreto N° 319/2020 y normas complementarias y reglamentarias. mientras dure el beneficio respecto a la actualización del valor de la cuota;

- aquellas personas humanas alcanzados por la Resolución Conjunta de la Presidenta del Honorable Senado de la Nación y del Presidente de la Honorable Cámara de Diputados de la Nación N° 12/2020 del 1° de octubre de 2020.

No quedan comprendidas en lo indicado precedentemente las transferencias de títulos valores a entidades depositarias del exterior que realice el cliente con el objeto de participar de un canje de títulos de deuda emitidos por el Gobierno Nacional, gobiernos locales u emisores residentes del sector privado. El cliente deberá presentar la correspondiente certificación por los títulos de deuda canjeados. 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 los salarios complementarios del 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. En este sentido, la Sociedad no ha sido beneficiaria, en su carácter de empleadora, del Programa de Asistencia de Emergencia al Trabajo y a la Producción (ATP).

Alejandro Chernacov
Director y Subdelegado



Por otra parte, mediante Resolución General 895/21 la CNV estableció que para dar curso a operaciones de venta de valores negociables con liquidación en moneda extranjera y en jurisdicción extranjera debe observarse un plazo mínimo de tenencia de dichos valores negociables en cartera de dos (2) días hábiles contados a partir de su acreditación en el agente depositario. A su vez, en el caso de operaciones de venta de valores negociables con liquidación en moneda extranjera y en jurisdicción local el plazo mínimo de permanencia en cartera a observarse será de un (1) día hábil a computarse de igual forma. Estos plazos mínimos de tenencia no serán de aplicación cuando se trate de compras de valores negociables con liquidación en moneda extranjera.

Asimismo, para dar curso a transferencias de valores negociables adquiridos con liquidación en moneda nacional a entidades depositarias del exterior, debe observarse un plazo mínimo de tenencia de dichos valores negociables en cartera de dos (2) días hábiles, contados a partir su acreditación en el agente depositario, salvo en aquellos casos en que la acreditación en dicho agente depositario sea producto de la colocación primaria de valores negociables emitidos por el Tesoro Nacional o se trate de acciones y/o certificados de depósito argentinos (CEDEAR) con negociación en mercados regulados por la CNV. Los agentes de liquidación y compensación y los agentes de negociación deberán constatar el cumplimiento del plazo mínimo de permanencia de los valores negociables antes referido.

En cuanto a las transferencias receptoras, los Valores Negociables acreditados en el Agente Depositario Central de Valores Negociables (ADCVN), provenientes de entidades depositarias del exterior, no podrán ser aplicados a la liquidación de operaciones en moneda extranjera y en jurisdicción extranjera hasta tanto hayan transcurrido DOS (2) días hábiles desde la citada acreditación en la/s subcuenta/s en el mencionado custodio local. En el caso que dichos Valores Negociables sean aplicados a la liquidación de operaciones en moneda extranjera y en jurisdicción local el plazo mínimo de tenencia será de UN (1) día hábil a computarse de igual forma.

Por otra parte, se estableció que, en las operaciones, en el segmento de concurrencia de ofertas con prioridad precio tiempo, de compraventa de valores negociables de renta fija nominados y pagaderos en dólares estadounidenses emitidos por la República Argentina bajo ley local, por parte de las subcuentas alcanzadas por lo dispuesto en el artículo 6° del Capítulo V del Título VI y que asimismo revistan el carácter de inversores calificados, se deberá observar:

(a) Para el conjunto de esos valores negociables, la cantidad de valores nominales comprados con liquidación en pesos no podrá ser superior a la cantidad de valores nominales vendidos con liquidación en dicha moneda, en la misma jornada de concertación de operaciones y por cada subcuenta comitente;

(b) Para el conjunto de esos valores negociables, la cantidad de valores nominales vendidos con liquidación en moneda extranjera y en jurisdicción local no podrá ser superior a la cantidad de valores nominales comprados con liquidación en dichas moneda y jurisdicción, en la misma jornada de concertación de operaciones y por cada subcuenta comitente; y

(c) Para el conjunto de esos valores negociables, la cantidad de valores nominales vendidos con liquidación en moneda extranjera y en jurisdicción extranjera no podrá ser superior a la cantidad de valores nominales comprados con liquidación en dichas moneda y jurisdicción, en la misma jornada de concertación de operaciones y por cada subcuenta comitente.

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 ATP, creado por el Decreto N° 332/2020, conforme a los plazos y

Alejandro Chernacov
Director y Subdelegado



requisitos dispuestos por la DECAD-2020-817-APN-JGM de fecha 17 de mayo de 2020 y modificatorias. 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.

El punto 4.3.3 del T.O Comunicación 7490 establece mecanismos para abonar las operaciones de compra venta de títulos valores que se realice con liquidación en moneda extranjera. Los mecanismos son los siguientes: a) mediante transferencia de fondos desde y hacia cuentas a la vista a nombre del cliente en entidades financieras locales, y b) contra cable sobre cuentas bancarias a nombre del cliente en una entidad del exterior que no esté constituida en países o territorios donde no se aplican, o no se aplican suficientemente, las Recomendaciones del Grupo de Acción Financiera Internacional.

Además, se establece que, en ningún caso, se permitirá la liquidación de estas operaciones mediante el pago en billetes en moneda extranjera, mediante su depósito en cuentas custodia o en cuentas de terceros.

Regímenes Informativos del BCRA

Anticipo de operaciones cambiarias

Las entidades autorizadas a operar en cambios deberán remitir al BCRA, al cierre de cada jornada y con una antelación de 2 días hábiles, la información sobre las operaciones de egresos que impliquen un acceso al mercado de cambios por un monto diario que sea igual o superior al equivalente a US\$ 10.000 (diez mil dólares estadounidenses) para cada uno de los 3 (tres) días hábiles contados a partir del primer día informado.

En este sentido, los clientes de las entidades autorizadas deberán informar a las mismas con la antelación necesaria para que dichas entidades puedan dar cumplimiento al presente régimen informativo y, de esta manera, en la medida que simultáneamente se cumplan los restantes requisitos establecidos por las normas cambiarias, dar curso a las operaciones de cambio.

Registro de información cambiaria de exportadores e importadores de bienes

El punto 3.16.5 del T.O. Comunicación 7490 establece el “Registro de información cambiaria de exportadores e importadores de bienes”. Las personas humanas y jurídicas consideradas sujetos obligados deberán cumplimentar el "Registro de información cambiaria de exportadores e importadores de bienes" a través del aplicativo establecido a tal efecto.

Las entidades deberán contar con la conformidad previa del BCRA para dar curso a aquellas operaciones que correspondan a egresos por el mercado de cambios –incluyendo aquellas que se concreten a través de canjes o arbitrajes de los sujetos obligados a cumplimentar el “Registro de información cambiaria de exportadores e importadores de bienes” cuyo trámite conste como “No inscripto”.

Este requisito no resultará de aplicación para el acceso al mercado para las 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 de compra.

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 previsto en la Ley N° 19.359 y sus modificatorias.

Alejandro Chernacov
Director y Subdelegado



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.

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 emitidas 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.

Alejandro Cheriñacov
Director y Subdelegado



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.

Operaciones con títulos valores

La Resolución General N° 957 de la CNV del 10 de abril de 2023 dispuso que para dar curso a operaciones de venta de valores negociables con liquidación en moneda extranjera y en jurisdicción extranjera, deben observarse los siguientes plazos mínimos de tenencia de dichos valores negociables en cartera: (i) un día hábil en el caso de valores negociables emitidos bajo ley argentina, y (ii) tres días hábiles en el caso de valores negociables emitidos bajo ley extranjera, ambos plazos contados a partir de su acreditación en el Agente Depositario Central de Valores Negociables. Estos plazos mínimos de tenencia no serán de aplicación cuando se trate de compras de valores negociables con liquidación en moneda extranjera y en jurisdicción extranjera.

Para dar curso a operaciones de venta de valores negociables con liquidación en moneda extranjera y en jurisdicción local el plazo mínimo de permanencia en cartera a observarse será de un día hábil a computarse de la misma forma prevista precedentemente. Este plazo mínimo de tenencia no será de aplicación cuando se trate de compras de valores negociables con liquidación en moneda extranjera.

Para dar curso a transferencias de valores negociables adquiridos con liquidación en moneda nacional a entidades depositarias del exterior, debe observarse un plazo mínimo de tenencia de dichos valores negociables en cartera de dos días hábiles, contados a partir de su acreditación en el Agente Depositario Central de Valores Negociables, salvo en aquellos casos en que la acreditación en dicho Agente sea producto de la colocación primaria de valores negociables emitidos por el Tesoro Nacional o se trate de acciones y/o Certificados de Depósito Argentinos (CEDEAR) con negociación en mercados regulados por la CNV.

Los ALyC y los agentes de negociación deberán constatar el cumplimiento de los plazos mínimos de permanencia de los valores negociables antes referidos.

Además, (i) los beneficiarios de las refinanciaciones previstas en el Punto 1.1.1. de las normas sobre servicios financieros en el marco de la emergencia sanitaria prevista en el Decreto N° 260/2020 Coronavirus (COVID-19)", hasta su total cancelación; (ii) los beneficiarios de "Créditos a Tasa Cero", "Créditos a Tasa Cero 2021", "Créditos a Tasa Cero Cultura" o "Créditos a Tasa Subsidiada para Empresas", previstos en los Puntos 1.1.2. y 1.1.3. de las normas sobre "Servicios Financieros en el marco de la emergencia sanitaria dispuesta por el Decreto N° 260/2020 Coronavirus (COVID-19)", hasta su total cancelación; (iii) los beneficiarios de la financiación en pesos en el marco del Punto 2 de la Comunicación "A" 6.937, Puntos 2 y 3 de la Comunicación "A" 7.006, complementada; hasta su total cancelación; (iv) los beneficiarios del artículo 2 del Decreto N° 319/2020 y normas complementarias y reglamentarias, mientras dure el beneficio respecto de la actualización del valor de la cuota; y (v) las personas comprendidas en la Resolución Conjunta de la Presidenta del Honorable Senado de la Nación y del Presidente de la Honorable Cámara de Diputados de la Nación Nro. 12/2020 del 1 de octubre de 2020; estarán impedidos de vender valores negociables emitidos por residentes para ser liquidados en moneda extranjera en la Argentina o transferir dichos valores negociables a depositarios del exterior o canjear valores negociables, emitidos por residentes, por activos del exterior o la adquisición en el país con liquidación en pesos de valores negociables emitidos por no residentes.

Mediante las Resoluciones N° 907 y 911 de 2021, la CNV estableció un límite para la concertación de operaciones, en el segmento de concurrencia de ofertas con "prioridad precio-tiempo" ("PPT"), de compraventa de valores negociables de renta fija nominados y pagaderos en dólares estadounidenses emitidos por la República Argentina bajo Ley Local. Además, se estableció como requisito previo para concertar operaciones con valores negociables con liquidación en moneda extranjera que no se hayan realizado ventas con liquidación en moneda extranjera, en el segmento de concurrencia de ofertas con prioridad precio tiempo, de valores negociables nominados y pagaderos en dólares estadounidenses, emitidos por la República Argentina bajo ley local, en los 30 días previos y comprometerse a no hacerlo en los 30 días corridos subsiguientes. Sin embargo, estas dos resoluciones fueron derogadas el 4 de marzo de 2022, mediante la Resolución General N° 923 de la CNV.

Alejandro Chernacov
Director y Subdelegado



Mediante Resolución General 959/2023 emitida el 01 de mayo de 2023, la CNV dispuso la implementación de nuevos límites para las operaciones de compra-venta de valores negociables de renta fija, nominados y pagaderos en dólares emitidos por la República Argentina. A su vez, se aprobaron limitaciones para quienes tengan posiciones tomadoras en cauciones y/o pases y pretendan realizar operaciones de venta de valores negociables con liquidación en moneda extranjera. Por último, se dispuso que tanto los agentes de Liquidación y Compensación como los de Negociación no podrán dar curso ni liquidar operaciones de venta de valores negociables con liquidación en moneda extranjera -en jurisdicción local y extranjera- correspondientes a clientes ordenantes (mientras mantengan posiciones tomadoras en cauciones y/o pases, cualquiera sea la moneda de liquidación).

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 12 de abril de 2018 se publicó en el Boletín Oficial la Resolución General (AFIP) N° 4227/2018 que reglamenta 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 06 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 09 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 reglamenta algunos aspectos de la Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva. Más tarde, el 26 de agosto de 2020, el 31 de octubre de 2020 y el 1° de diciembre de 2020, se publicó en el Boletín Oficial la Ley N°27.562 y los Decretos N°833/2020 y 966/2020, ampliando el alcance y vigencia de la moratoria incluida en la Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva. Además, las citadas leyes han sido reglamentadas 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), la Resolución General (AFIP) N°4815/2020 (B.O. 16.09.2020), la Resolución General (AFIP) N° 4816/2020 (B.O. 16.09.2020), la Resolución General (AFIP) N° 4850/2020 (B.O. 06.11.2020), la Resolución General N°4855/2020 (B.O. 10.11.2020), la Resolución General (AFIP) N°4873/2020 (B.O. 04.12.2020), la Resolución General (AFIP) N° 5123/2021 (B.O. 27.12.2021, entre otras. Asimismo, con fecha 16 de junio de 2021 y 04 de agosto de 2021, el Boletín Oficial publicó las Leyes N° 27.630 y N°27.638, respectivamente, que nuevamente introdujeron modificaciones a la Ley de Impuesto a las Ganancias, entre otras normas, que pueden ser relevantes según las circunstancias de cada caso. Por su parte, la AFIP, por medio de la Resolución General (AFIP) N° 5060 (B.O. 30.08.2021) adecúa la alícuota aplicable al régimen de retención de dividendos y utilidades en el marco de las modificaciones introducidas en el Impuesto a las Ganancias por la Ley N° 27.630, entre otras cuestiones. Adicionalmente, el Poder Ejecutivo Nacional a través del Decreto N° 621/2021 (B.O. 23.09.2021) reglamenta los cambios incorporados en el Impuesto a las Ganancias y el Impuesto sobre los Bienes Personales por medio de la Ley N°27.638. Por su parte, la Comisión Nacional de Valores (la “**CNV**”) emitió la Resolución General N° 917 (B.O. 03.01.2022) mediante la cual reglamentó la aplicación de las disposiciones de la Ley N° 27.638 y del Decreto N° 621/2021, estableciendo a tal efecto, entre otras cuestiones, el listado de los instrumentos emitidos en moneda nacional comprendidos en las exenciones previstas en la Ley N° 27.638. En cuanto al Impuesto sobre los Bienes*

Alejandro Chernacov
Director y Subdelegado



Personales, el 31 de diciembre de 2021, el Poder Ejecutivo Nacional promulgó mediante el Decreto N° 904/2021, la Ley N° 27.667 (B.O. 31.12.2021) que introdujo modificaciones sustanciales a la ley del impuesto, reglamentadas a través del dictado del Decreto N°912/2021 (B.O. 31.12.2021).

Este resumen incluye las modificaciones introducidas en virtud de las citadas normas; 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 aplicación 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 normas citadas, se espera que a la brevedad se emitan más reglamentaciones y aclaraciones, toda vez que a la fecha no resulta posible determinar cómo las 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).

I. Impuesto a las Ganancias

a) Personas humanas y sucesiones indivisas residentes en el país

La sanción de la Ley N° 27.541 de Solidaridad Social y Reactivación Productiva (la “Ley de Solidaridad”) reestableció las exenciones previstas en los puntos 3 y 4 del Artículo 36 bis de la Ley N° 23.576 (la “Ley de Obligaciones Negociables”). En efecto, en la actualidad resultan exentos (i) los resultados por venta u otra forma de disposición de las Obligaciones Negociables y (ii) los intereses de las Obligaciones Negociables para las personas humanas y las sucesiones indivisas residentes en la Argentina, en ambos supuestos en la medida en que cumplan con las condiciones establecidas en el Artículo 36 de Ley de Obligaciones Negociables (las “Condiciones del Artículo 36”).

De no cumplirse con las Condiciones del Artículo 36, los intereses no amparados por la mencionada exención tributarán el impuesto a las ganancias (el “IG”) según la escala progresiva del Artículo 94 de la Ley del Impuesto a las Ganancias (“LIG”), cuya alícuota marginal máxima asciende al 35%. Por su parte, los resultados por venta u otras formas de disposición de las Obligaciones negociables resultarán también gravados por el IG a la alícuota del 5% sobre la ganancia neta en caso de Obligaciones Negociables en moneda nacional sin cláusula de ajuste o del 15% sobre la ganancia neta en caso de Obligaciones Negociables en moneda nacional con cláusula de ajuste o en moneda extranjera.

En igual sentido, el artículo 32 de la Ley de Solidaridad derogó a partir del período fiscal 2020, el Artículo 95 y parte de las disposiciones del Artículo 96 de LIG 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 (e.g. intereses derivados de obligaciones negociables) así como a los intereses o rendimientos y descuentos o primas de emisión.

Asimismo, el artículo 33 de la Ley de Solidaridad restableció, entre otras cuestiones, la vigencia de las exenciones derogadas por los incisos b), c) y d) del Artículo 81 de la Ley N° 27.430 de Reforma Tributaria (la “Ley de Reforma Tributaria”), sin que resulte de aplicación lo dispuesto en el Artículo 109 de la LIG, 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 IG para las personas humanas y sucesiones indivisas residentes en el país (siempre que no estuvieran comprendidos en los incisos d) y e) y en el último párrafo del Artículo 53 de la LIG). En virtud de ello, las ganancias derivadas del cobro de los intereses de las Obligaciones Negociables, así como los resultados provenientes de operaciones de compraventa, canje, permuta, conversión o disposición de las 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.

Alejandro Cherniakov
Director y Subdelegado



Además, el Artículo 34 de la Ley de Solidaridad, con aplicación a partir del período fiscal 2020, dispone que cuando se trate de valores alcanzados por las disposiciones del Artículo 98 de la LIG, no comprendidos en el primer párrafo del Artículo 26, inciso u) de la LIG, las personas humanas y sucesiones indivisas residentes del país quedan exentos 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 Comisión Nacional de Valores, sin que resulte de aplicación el citado Artículo 109 de la LIG.

Adicionalmente, se destaca que, de acuerdo con las modificaciones introducidas por el artículo 1 de la Ley N° 27.638 y con aplicación a partir del período fiscal 2021 y siguientes, la exención establecida en el inciso h) del artículo 26 de la LIG comprende a los intereses o la denominación que tuviere el rendimiento producto de la colocación de capital en los instrumentos emitidos en moneda nacional destinados a fomentar la inversión productiva que establezca el Poder Ejecutivo Nacional siempre que así lo disponga la norma que los regule, y en la medida en que no resulten comprendidos en el primer párrafo del citado inciso h) del artículo 26 de la LIG.

El Decreto N° 621/2021 brinda una definición respecto de aquellos instrumentos en moneda nacional comprendidos en el segundo párrafo del inciso h) del Artículo 26 de la LIG, incorporando un artículo a continuación del Artículo 80 del Decreto Reglamentario de la LIG. Así, en la medida en que no resulten de aplicación las disposiciones del primer párrafo del inciso h) del Artículo 26 de la LIG, los instrumentos emitidos en moneda nacional comprendidos en el segundo párrafo de dicho inciso son aquellos que, de manera concurrente, cumplan los siguientes requisitos: (a) cuando: (i) sean colocados por oferta pública con autorización de la CNV o (ii) sean elegibles de acuerdo con la norma que los constituya o cree, o cuando así lo disponga el Poder Ejecutivo nacional; (b) estén destinados al fomento de la inversión productiva en la República Argentina (en los términos establecidos por la reglamentación) como así también al financiamiento de las Micro, Pequeñas y Medianas Empresas comprendidas en los términos del Artículo 2° de la Ley N° 24.467 y sus modificatorias. También quedan comprendidos en dicho beneficio aquellos instrumentos adquiridos en mercados autorizados por la CNV, bajo segmentos que aseguren la prioridad precio tiempo y por interferencia de ofertas, destinados al financiamiento de las Micro, Pequeñas y Medianas Empresas antes mencionadas. Por su parte, la CNV dictó la Resolución General N° 917/2021 por medio de la cual reglamentó la aplicación de las disposiciones de la Ley N° 27.638 y del Decreto N° 621/2021 estableciendo a tal efecto, entre otras cuestiones, el listado de los instrumentos en moneda nacional comprendidos en la exención establecida en el inciso h) del Artículo 26 de la LIG.

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 LIG (en general: (i) las sociedades anónimas —incluidas las sociedades anónimas unipersonales—, (ii) las sociedades en comandita por acciones, en la parte que corresponda a los socios comanditarios, (iii) las sociedades por acciones simplificadas del Título III de la Ley N°27.349, constituidas en el país, (iv) las sociedades de responsabilidad limitada, (v) 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, (vi) las asociaciones, fundaciones, cooperativas y entidades civiles y mutualistas, constituidas en el país, en cuanto no corresponda por la LIG otro tratamiento impositivo, (vii) las sociedades de economía mixta, por la parte de las utilidades no exentas del impuesto, (viii) 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; (ix) 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 LIG); (x) 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, (xi) las sociedades incluidas en el inciso b) del Artículo 53 de la LIG 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), (xii) las derivadas de establecimientos permanentes definidos en el Artículo 22 de la LIG, y (xiii) 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 IG (las

Alejandro Chernacov
Director y Subdelegado



“Entidades Argentinas”) tenedoras de Obligaciones Negociables, dichos intereses y/o resultados por compraventa, cambio, permuta o disposición de Obligaciones Negociables estarán alcanzados por el IG.

Por medio de la Ley N° 27.630, se modifica la alícuota corporativa dispuesta en el Artículo 73 de la LIG, estableciéndose un sistema de alícuotas progresivas con una tasa del 25 % al 35% dependiendo de la ganancia neta imponible acumulada y la aplicación de una retención del 7% aplicable a cualquier distribución de dividendos o utilidades que efectúen los sujetos allí comprendidos a personas humanas residentes en el país y Beneficiarios del Exterior (conforme se define más abajo). Estas modificaciones rigen desde los períodos fiscales iniciados a partir del 1° de enero de 2021, inclusive.

Los montos previstos en el sistema de alícuotas progresivas se ajustan anualmente, desde el 1° de enero de 2022, considerando la variación anual del Índice de Precios al Consumidor (el “IPC”) que suministre el Instituto de Estadística y Censos, correspondiente al mes de octubre del año anterior al del ajuste, respecto del mismo mes del año anterior. Los montos ajustados resultan de aplicación para los ejercicios fiscales iniciados con posterioridad a cada actualización. Así, las Entidades Argentinas, por sus ganancias netas imponibles por el período fiscal 2023, abonarán el gravamen empleando la escala que se detalla a continuación:

GANANCIA ACUMULADA	NETA IMPONIBLE	PAGARÁN	MÁS EL %	SOBRE EL EXCEDENTE DE \$
MÁS DE \$	A \$			
\$ 0,00	\$ 14.301.209,21	\$ 0,00	25 %	\$ 0,00
\$ 14.301.209,21	\$ 143.012.092,08	\$ 3.575.302,30	30 %	\$ 14.301.209,21
\$ 143.012.092,08	En adelante	\$ 42.188.567,16	35 %	\$ 143.012.092,08

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. La Ley de Reforma Tributaria asimismo estableció normas específicas para la imputación de la ganancia proveniente de valores negociables que devenguen intereses y rendimientos. La mencionada normativa dispuso 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.

c) Beneficiarios del Exterior

La Ley de Reforma Tributaria establece que tanto los intereses de Obligaciones Negociables como las ganancias de capital derivadas de la compraventa, cambio, permuta o disposición de Obligaciones Negociables que obtienen los sujetos comprendidos en el Título V de la LIG, que se refiere a personas humanas, 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 IG en virtud de lo dispuesto por el inciso u) del Artículo 26 de la LIG, en la medida que (i) se trate de Obligaciones Negociables a que se refiere el Artículo 36 de la Ley de Obligaciones Negociables y (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 LIG 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 con las Condiciones del Artículo 36:

- 1) se trate de emisiones de Obligaciones Negociables que sean colocadas por oferta pública, contando para ello con la respectiva autorización de la CNV;

Alejandro Chernacov
Director y Subdelegado



- 2) 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) la adquisición de fondos de comercio situados en el país, (iii) la integración de capital de trabajo en Argentina, (iv) la refinanciación de pasivos, (v) la integración de aportes de capital en sociedades controladas o vinculadas al emisor, y/o (vi) la adquisición de participaciones sociales y/o financiamiento del giro comercial de su negocio, siempre que los fondos derivados de la misma se apliquen a los destinos antes especificados;
- 3) 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 arriba en el punto (2).

En caso que la Emisora fuera una entidad financiera en el marco de la Ley N° 21.526 (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 (2). 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 las Condiciones del Artículo 36, el Artículo 38 de la Ley de Obligaciones Negociables establece que decaerán los beneficios impositivos 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 IG, la tasa máxima prevista en el Artículo 94 de la LIG sobre el total de la renta devengada a favor de los inversores. La AFIP reglamentó mediante la Resolución General (AFIP) N°1516/2003, modificada por la Resolución General (AFIP) N°1578/2003, el mecanismo de ingreso del IG por parte de la emisora en el supuesto en que se entienda incumplidas las Condiciones del Artículo 36.

Para los Beneficiarios del Exterior no rigen las disposiciones contenidas en el Artículo 28 de la LIG ni la del Artículo 106 de la Ley N° 11.683, que subordinan la aplicación de exenciones o desgravaciones totales o parciales del IG 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 LIG dispone que corresponderá aplicar la alícuota del 35% prevista en el Artículo 102 de la LIG 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: (a) en jurisdicciones no encuadrada como no cooperantes o no calificadas como de baja o nula tributación, o (b) en jurisdicciones 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; o (c) el tomador de los fondos sea una entidad regida por la Ley 21.526. En dicho caso, la referida alícuota del 35% resultaría de aplicación sobre el 43% del monto bruto de intereses pagados..

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 LIG 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 LIG, en los supuestos contemplados en el último párrafo del Artículo 98 de la LIG, el enajenante Beneficiario del Exterior deberá ingresar el impuesto directamente a

Alejandro Chernacov
Director y Subdelegado



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.

II. Impuesto Sobre los Bienes Personales

a) Personas humanas y sucesiones indivisas residentes en la Argentina

Con efectos para los períodos fiscales 2019 y siguientes, los sujetos pasivos del Impuesto Sobre los Bienes Personales (el "IBP") se regirán por el criterio de residencia en los términos y condiciones establecidos en los Artículos 116 y siguientes de la LIG. 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".

Por medio de la Ley N° 27.638, con aplicación a partir del período fiscal 2021 y siguientes, se encuentran exentas del IBP las Obligaciones Negociables emitidas en moneda nacional que cumplan con las Condiciones del Artículo 36. Por el contrario, de no resultar aplicable dicha exención, corresponderá tributar el IBP sobre el valor de mercado de las Obligaciones Negociables (en caso de que listen en bolsa) o sobre el costo de adquisición más intereses y diferencias de cambio devengados e impagos (en caso de que no listen en bolsa). En ambos casos, el valor se establece al 31 de diciembre de cada año calendario.

El IBP resulta aplicable siempre que el valor los bienes en conjunto (excepto los bienes incluidos en el artículo agregado a continuación del Artículo 25) exceda el mínimo no imponible (conforme las escalas establecidas para el período fiscal 2022, cuando el valor de los bienes considerados en conjunto sea igual o inferior a \$11.282.141,08 o inmuebles destinados a casa-habitación cuyo valor sea igual o inferior a \$56.410.705,41).

De conformidad con las modificaciones introducidas por la Ley N°27.667, con efectos a partir del período fiscal 2021, inclusive, las alícuotas del IBP aplicables a las personas humanas residentes en Argentina y las sucesiones indivisas allí radicadas, 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	5.641.070,54 inclusive	0	0,50	0
5.641.070,54	12.222.319,51 inclusive	28.205,35	0,75	5.641.070,54
12.222.319,51	33.846.423,25 inclusive	77.564,72	1,00	12.222.319,51
33.846.423,25	188.035.684,71 inclusive	293.802,76	1,25	33.846.423,25
188.035.684,71	564.107.054,14 inclusive	2.221.171,53	1,50	188.035.684,71
564.107.054,14	En adelante	7.862.242,07	1,75	564.107.054,14

El gravamen a ingresar por los bienes situados en el exterior será el que resulte de aplicar, sobre el valor total de los bienes situados en el exterior que exceda el mínimo no imponible no computado contra los bienes del país, las siguientes alícuotas:

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, pagará el %
Más de \$	a \$	
0	5.641.070,54, inclusive	0,70
5.641.070,54	12.222.319,51, inclusive	1,20
12.222.319,51	33.846.423,25, inclusive	1,80
33.846.423,25	En adelante	2,25

Además, destacamos que con efectos a partir del período fiscal 2022, inclusive, se contempla un mecanismo de actualización respecto del monto designado como mínimo no imponible, inmuebles destinados a casa- habitación del contribuyente y para los tramos de las escalas, de forma anual, por el coeficiente que surja de la variación

Alejandro Chernacov
Director y Subdelegado



anual del IPC, correspondiente al mes de octubre del año anterior al del ajuste respecto al mismo mes del año anterior.

Asimismo, se ha facultado al Poder Ejecutivo Nacional, durante la vigencia del gravamen, para disminuir las alícuotas aplicables a los bienes situados en el exterior en caso de verificarse la “repatriación de activos”, supuesto en el que podrá fijar la magnitud de la devolución de hasta el monto oportunamente ingresado. A través del dictado del Decreto N° 912/2021 se establecen: (i) las pautas que deben seguirse a los fines de definir el concepto de “repatriación”, y (ii) el tratamiento aplicable en caso de acaecer esa circunstancia.

En caso de verificarse la repatriación de activos financieros situados en el exterior, conforme los términos establecidos en la reglamentación, se contempla que el régimen aplicable será el establecido para los bienes situados en el país. A estos fines, se entenderá por activos financieros situados en el exterior, la tenencia de moneda extranjera depositada en entidades bancarias y/o financieras y/o similares del exterior: participaciones societarias y/o equivalentes (títulos valores privados, acciones, cuotas y demás participaciones) en todo tipo de entidades, sociedades o empresas, con o sin personería jurídica, constituidas, domiciliadas, radicadas o ubicadas en el exterior incluidas las empresas unipersonales; derechos inherentes al carácter de beneficiario, fideicomisario (o similar) de fideicomisos (trusts 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; toda clase de instrumentos financieros o títulos valores, tales como bonos, obligaciones negociables, valores representativos y certificados de depósito de acciones, cuotas partes de fondos comunes de inversión y otros similares, cualquiera sea su denominación; créditos y todo tipo de derecho del exterior, susceptible de valor económico y toda otra especie que se prevea en la reglamentación, pudiendo también precisar los responsables sustitutos en aquellos casos en que se detecten maniobras elusivas o evasivas.

La repatriación se entenderá producida, cuando se produzca el ingreso al país, hasta el 31 de marzo de cada año, inclusive, de: (i) tenencias de moneda extranjera en el exterior y (ii) los importes generados como resultado de la realización de los activos financieros enumerados en el cuarto párrafo del artículo 25 de la Ley del IBP pertenecientes a los sujetos alcanzados por el tributo que representen, en conjunto y por lo menos, el equivalente a un cinco por ciento (5%) del total del valor de los bienes situados en el exterior.

Los fondos repatriados deben permanecer depositados en una cuenta abierta a nombre de su titular (caja de ahorro, cuenta corriente, plazo fijo u otras) en entidades comprendidas en el régimen de la Ley de Entidades Financieras, hasta el 31 de diciembre, inclusive, del año calendario en que se hubiera verificado la repatriación o, una vez cumplida la repatriación y efectuado el mencionado depósito, esos fondos se afecten, en forma parcial o total, a cualquiera de los siguientes destinos:

A. Su venta en el mercado libre de cambios, a través de la entidad financiera que recibió la transferencia original desde el exterior.

b. La adquisición de certificados de participación y/o títulos de deuda de fideicomisos de inversión productiva que constituya el BANCO DE INVERSIÓN Y COMERCIO EXTERIOR, en carácter de fiduciario y bajo el contralor del MINISTERIO DE DESARROLLO PRODUCTIVO como autoridad de aplicación, siempre que tal inversión se mantenga bajo la titularidad del contribuyente hasta el 31 de diciembre, inclusive, del año calendario en que se produjo la repatriación. Los fondos aplicados deben provenir de la misma cuenta que recibió la transferencia original desde el exterior.

c. La suscripción o adquisición de cuotas partes de fondos comunes de inversión existentes o a crearse, en el marco de la Ley N° 24.083 y sus modificaciones, que cumplan con los requisitos exigidos por la CNV, para dicho fin y que se mantengan bajo la titularidad del contribuyente hasta el 31 de diciembre, inclusive, del año calendario en que se produjo la repatriación. Los fondos aplicados deben provenir de la misma cuenta que recibió la transferencia original desde el exterior.

b) Personas humanas y sucesiones indivisas residentes en el exterior

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

Alejandro Chernacov
Director y Subdelegado



31 de la Ley de Solidaridad). Sin embargo, no corresponderá el ingreso del impuesto cuando su importe sea igual o inferior a Ps.255,75.

Si bien las Obligaciones Negociables en poder de personas humanas 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” (conforme se define a continuación) 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 período 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 humanas o sucesiones indivisas domiciliadas o radicadas o residentes en el país, según el período 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 descrita, incluso reteniendo o ejecutando directamente los bienes que dieron origen a dicho pago.

La presunción legal precedente no se aplica a las siguientes entidades extranjeras que sean titulares directas de títulos valores: (a) compañías de seguros; (b) fondos abiertos de inversión; (c) fondos de pensión; y (d) entidades bancarias o financieras cuyas casas matrices estén constituidas o radicadas en países cuyos bancos centrales u organismos equivalentes hayan adoptado los estándares internacionales de supervisión bancaria establecidos por el Comité de Basilea.

El Decreto N° 812/1996 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 (AFIP) N° 2151/2006 de la AFIP, 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.

III. 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 cumplan con las Condiciones del Artículo 36 antes descriptas 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 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 las Condiciones del Artículo 36 previstas en la sección correspondiente a Beneficiarios del Exterior.

Alejandro Chernacov
Director y Subdelegado



IV. 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 deroga para los ejercicios que se inicien a partir del 1° de enero de 2019.

V. 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 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, en el caso de titulares de cuentas bancarias sujetos a la alícuota general del 0,6% y del 1,2%, el 33% del impuesto determinado y percibido por el agente de percepción sobre los montos acreditados y debitados en dichas cuentas, podrá computarse como crédito del IGy/o como crédito de la Contribución Especial sobre el Capital de las Cooperativas. El monto restante podrá ser deducido de la base imponible del IG.

En el caso de aplicarse una alícuota menor a las indicadas en el párrafo precedente, el cómputo de crédito de impuesto 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 IG 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 sus respectivas enmiendas).

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.

Alejandro Chernacov
Director y Subdelegado



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°3900/2016.

Señalamos que conforme lo dispuesto por el Decreto N° 796/2021 las exenciones previstas en el Decreto N° 380/2001 y en otras normas de similar naturaleza no resultarán aplicables en aquellos casos en que los movimientos de fondos estén vinculados a la compra, venta, permuta, intermediación y/o cualquier otra operación sobre criptoactivos, criptomonedas, monedas digitales, o instrumentos similares, en los términos que defina la normativa aplicable.

En virtud de lo anterior, destacamos que, los pagos que reciban los tenedores de las Obligaciones Negociables en cuentas bancarias abiertas en entidades financieras regidas por la Ley N° 21.526 podrían estar sujetos al impuesto.

Finalmente, hacemos notar que mediante la Ley N° 27.702 (promulgada y publicada en el Boletín Oficial el día 30 de noviembre de 2022), se acordó la prórroga de este impuesto hasta el 31 de diciembre del 2027, inclusive.

VI. Impuesto para una Argentina Inclusiva y Solidaria (País)

La Ley de Solidaridad 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.

Por medio de la Resolución General (AFIP) N° 4815/2020, se estableció un régimen de percepción que se aplicará sobre las operaciones alcanzadas por este impuesto. La percepción aplicable, conforme las Resoluciones Generales (AFIP) N° 5232/2022 y 5272/2022, varía en función de la calidad de las operaciones celebradas, resultando de aplicación la alícuota del: (i) treinta y cinco (35,00%) por ciento para las detalladas en el inciso a) del Artículo 35 de la Ley de Solidaridad; (ii) del cuarenta y cinco (45%) para las operaciones detalladas en los incisos b) y c) del Artículo 35 de la mencionada normativa cuyo monto mensual sea inferior a la suma de trescientos dólares (300 USD); (iii) y una alícuota del cuarenta y cinco por ciento (45%) y otra del veinticinco por ciento (25%) en aquellos casos donde las operaciones de los incisos b) y c) del Artículo 35 sean iguales o superiores a trescientos dólares (300 USD) o cuando se trate de operaciones indicadas en los incisos d) y e) del Artículo 35 de la Ley de Solidaridad. Los importes a percibir se determinarán sobre los montos en pesos de tales operaciones.

Dichas percepciones tendrán el carácter de impuesto ingresado y serán computables en la declaración jurada anual del IG o, en su caso, del IBP, correspondientes al período fiscal en el cual fueron practicadas.

Adicionalmente, esta resolución establece un régimen de devolución para aquellos sujetos a quienes se les hubieran practicado las percepciones establecidas y que no sean contribuyentes del IG o, en su caso, del IBP.

VII. Impuesto Sobre los Ingresos Brutos

El Impuesto sobre los Ingresos Brutos (el "ISIB") es un impuesto provincial 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 alícuotas que varían de acuerdo con la legislación específica de cada provincia argentina y/o la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, salvo que proceda la aplicación de alguna exención.

Alejandro Chernacov
Director y Subdelegado



Ciertas jurisdicciones como, 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 IG. Dicha exención no resulta aplicable a las actividades desarrolladas por agentes de bolsa y todo tipo de intermediarios en relación con tales operaciones.

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 ISIB considerando las disposiciones de la legislación aplicable que pudiera resultar relevante en función de su caso concreto.

VIII. Regímenes de recaudación provincial sobre créditos en cuentas bancarias

Distintos fiscos provinciales (por ejemplo, Provincia de Santa Fe, Provincia de Buenos Aires, Provincia de Corrientes, Provincia de Córdoba, Provincia de Tucumán, Provincia de Salta, etcétera) han establecido regímenes de percepción del ISIB 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 ISIB para aquellos sujetos que son pasibles de las mismas.

Los potenciales adquirentes deberán considerar la posible incidencia del ISIB considerando las disposiciones de la legislación aplicable que pudiera resultar relevante en función de su caso concreto respecto a la jurisdicción involucrada.

IX. Impuesto de Sellos

El Impuesto de Sellos (el "IS") es un tributo provincial, 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 365 inciso 30 del Código Fiscal de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires (t.o. 2023) 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 realicen 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 365 inciso 32 del Código Fiscal de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires (t.o. 2023) establece que están exentos los, actos, contratos 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 N° 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 actos,

Alejandro Chernacov
Director y Subdelegado



contratos y operaciones 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.

Además, los actos y/o instrumentos relacionados con la negociación de acciones y demás títulos valores cuya oferta pública haya sido debidamente autorizada por la CNV se encuentran exentos del ISen la Ciudad Autónoma de Buenos Aires siempre que la colocación de los mismos se realice en un plazo de ciento ochenta 180 días corridos a partir de dicha autorización.

En la Provincia de Buenos Aires, el Artículo 297 inciso 45 apartado A) del Código Fiscal de la citada provincia dispone una exención para los instrumentos, actos y operaciones de cualquier naturaleza, incluyendo entregas y recepciones de dinero, 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 los instrumentos, actos, contratos, operaciones y garantías vinculadas con la citada emisión, ya sea anteriores, simultáneas o posteriores a dicha emisión. Sin embargo, conforme indica el apartado D) del mencionado Artículo, 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 citada provincia establece una exención para actos, 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 y sus modificatorias. 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, en la Provincia de Buenos Aires, se establecen exenciones para los títulos valores 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 IS.

Los potenciales adquirentes de las Obligaciones Negociables deberán considerar la posible incidencia de este impuesto en las distintas jurisdicciones del país con relación a la emisión, suscripción, colocación y transferencia de las Obligaciones Negociables.

X. 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 2% 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.

XI. Impuesto a la Transmisión Gratuita de Bienes

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:

Alejandro Chernacov
Director y Subdelegado



- 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.
- Son contribuyentes del ITGB las personas humanas y las personas jurídicas beneficiarias de una transmisión gratuita de bienes.
- 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
- 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.
- En la Provincia de Buenos Aires, respecto del período fiscal 2023 están exentas del ITGB las transmisiones gratuitas de bienes cuando su valor en conjunto sea igual o inferior a \$ 819.105, monto que se eleva a \$3.410.400, cuando se trate de padres, hijos y cónyuges.
- En cuanto a las alícuotas, se han previsto escalas progresivas del 1,603% al 9,513% y el pago de una suma fija de ITGB, según el grado de parentesco y la base imponible involucrada.

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

XII. 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 el IG sobre el receptor local calculado sobre el 110% del monto de los fondos transferidos.
- también se determinará el Impuesto al Valor Agregado (y de corresponder impuestos internos) sobre el receptor local, a una tasa del 21% aplicada 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:

- 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.
- 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.

Alejandro Chernacov
Director y Subdelegado



Conforme el Artículo 82 de la Ley de Reforma Tributaria, a los efectos previstos en las normas legales y reglamentarias, toda referencia efectuada a “países de baja o nula tributación” o “países no considerados ‘cooperadores a los fines de la transparencia fiscal’, deberá entenderse que hace alusión a “jurisdicciones no cooperantes o jurisdicciones de baja o nula tributación”, en los términos dispuestos por los Artículos 19 y 20 de la LIG, texto ordenado en 2019 y sus modificaciones.

Por su parte, el Artículo 19 de la LIG 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 LIG dispone que son consideradas como jurisdicciones “no cooperantes” en los términos del Artículo 19 de la mencionada ley, las siguientes: 1. Brecqhou; 2. Burkina Faso; 3. Estado de Eritrea; 4. Estado de la Ciudad del Vaticano; 5. Estado de Libia; 6. Estado Independiente de Papúa Nueva Guinea; 7. Estado Plurinacional de Bolivia; 8. Isla Ascensión; 9. Isla de Sark; 10. Isla Santa Elena; 11. Islas Salomón; 12. Los Estados Federados de Micronesia; 13. Reino de Bután; 14. Reino de Camboya; 15. Reino de Lesoto; 16. Reino de Tonga; 17. República Kirguisa; 18. República Árabe de Egipto; 19. República Árabe Siria; 20. República Argelina Democrática y Popular; 21. República Centroafricana; 22. República Cooperativa de Guyana; 23. República de Angola; 24. República de Bielorrusia; 25. República de Burundí; 26. República de Costa de Marfil; 27. República de Cuba; 28. República de Filipinas; 29. República de Fiyi; 30. República de Gambia; 31. República de Guinea; 32. República de Guinea Ecuatorial; 33. República de Guinea-Bisáu; 34. República de Haití; 35. República de Honduras; 36. República de Irak; 37. República de Kiribati; 38. República de la Unión de Myanmar; 39. República de Madagascar; 40. República de Malawi; 41. República de Malí; 42. República de Mozambique; 43. República de Nicaragua; 44. República de Palaos; 45. República de Ruanda; 46. República de Sierra Leona; 47. República de Sudán del Sur; 48. República de Surinam; 49. República de Tayikistán; 50. República de Trinidad y Tobago; 51. República de Uzbekistán; 52. República de Yemen; 53. República de Yibuti; 54. República de Zambia; 55. República de Zimbabue; 56. República del Chad; 57. República del Níger; 58. República del Sudán; 59. República Democrática de Santo Tomé y Príncipe; 60. República Democrática de Timor Oriental; 61. República del Congo; 62. República Democrática del Congo; 63. República Democrática Federal de Etiopía; 64. República Democrática Popular Lao; 65. República Democrática Socialista de Sri Lanka; 66. República Federal de Somalia; 67. República Federal Democrática de Nepal; 68. República Gabonesa; 69. República Islámica de Afganistán; 70. República Islámica de Irán; 71. República Popular de Bangladés; 72. República Popular de Benín; 73. República Popular Democrática de Corea; 74. República Socialista de Vietnam; 75. República Togolesa; 76. República Unida de Tanzania; 77. Territorio Británico de Ultramar Islas Pitcairn, Henderson, Ducie y Oeno; 78. Tristán da Cunha; 79. Tuvalu; 80. 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 LIG en su Artículo 20 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 mínima contemplada en la escala del primer párrafo del Artículo 73 de esa ley (es decir, inferior al 15%).

El Artículo 25 del Decreto Reglamentario de la LIG, 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.

Alejandro Chernacov
Director y Subdelegado



XIII. Convenios Para Evitar la Doble Imposición

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, Emiratos Árabes Unidos, Uruguay y Qatar). Los convenios firmados con China, Luxemburgo, Austria, Japón y Turquía no han entrado en vigor a la fecha de este Prospecto. Actualmente no existe ningún convenio para evitar la doble imposición internacional en vigencia entre Argentina y los Estados Unidos. Destacamos que fue sometido a tratamiento legislativo un Proyecto de Ley que aprueba la "Convención multilateral para aplicar las medidas relacionadas con los tratados fiscales para prevenir la erosión de las bases imponibles y el traslado de beneficios" firmado en el marco de la OCDE, cuya aprobación modificará los convenios firmados con 17 jurisdicciones.

Los inversores deberán considerar el tratamiento aplicable bajo los mencionados convenios según su situación particular.

EL RESUMEN PRECEDENTE NO CONSTITUYE UN ANÁLISIS COMPLETO DE TODAS LAS CONSECUENCIAS IMPOSITIVAS RELACIONADAS CON LA TITULARIDAD DE ON. LOS TENEDORES Y LOS POSIBLES COMPRADORES DE ON DEBEN CONSULTAR A SUS ASESORES IMPOSITIVOS ACERCA DE LAS CONSECUENCIAS IMPOSITIVAS EN SU SITUACIÓN 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 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.info), la página web de la CNV (www.argentina.gob.ar/cnv) en el ítem "Empresas—Vista Energy Argentina S.A.—Información Financiera" de la AIF, en la página web de la Emisora (<https://vistaenergy.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.

Alejandro Chernacov
Director y Subdelegado



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 art. 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

Alejandro Chernacov
Director y Subdelegado



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 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 IGI; (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

Alejandro Chernacov
Director y Subdelegado



(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 BCRA⁷ como la CNV⁸ 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.

El 2 de febrero de 2023, se publicó en el Boletín Oficial la reforma de la Resolución UIF N° 30/2017 aplicable a las entidades financieras y cambiarias. La reforma especifica las pautas principales para la gestión de riesgos de Lavado de Activos (LA) y Financiamiento del Terrorismo (FT) y de cumplimiento mínimo que cada entidad financiera debe adoptar y aplicar para gestionar el riesgo de ser utilizada por terceros para la ejecución de estos delitos, con un Enfoque Basado en Riesgo (EBR) y considerando los resultados de las Evaluaciones Nacionales de Riesgos de LA /FT y FT/FP aprobadas en 2022. De esta manera, y de acuerdo a la Recomendación 1 del GAFI, se procura que las autoridades competentes, las instituciones financieras y las Actividades y Profesiones No Financieras Designadas (APNFD) sean capaces de asegurar que las medidas dirigidas a prevenir o mitigar los riesgos de LA/FT se correspondan con los riesgos identificados, de manera tal de poder tomar decisiones más eficaces acerca de la asignación de recursos propios.

Por otro lado, y en base a las recomendaciones del organismo internacional, se establece la prohibición de mantener cuentas anónimas o bajo nombres ficticios, se explicitan las medidas exigidas respecto de las Personas Expuestas Políticamente extranjeras ,se enfatiza en la necesidad de aplicar medidas de Debida Diligencia Reforzadas proporcionales a los riesgos encontrados identificados e incorpora la posibilidad de que las

⁷ Las normas específicas que regulan el deber de colaboración de este organismo están contenidas en la Resolución UIF N° 97/2018.

⁸ Las normas específicas que regulan el deber de colaboración de este organismo están contenidas en la Resolución UIF N° 155/2018.

Alejandro Chernacov
Director y Subdelegado



instituciones financieras puedan depender de terceros para la ejecución de determinadas medidas de debida diligencia. La norma comenzará a regir a partir del 1° de abril de 2023.

Mediante Resolución UIF 78/2023 de fecha 9 de mayo de 2023, se establecen los requisitos mínimos para la identificación, evaluación, monitoreo, administración y mitigación de los riesgos de lavado de activos y financiación del terrorismo (LA/FT) que los Sujetos Obligados incluidos en el artículo 20 incisos 4, 5 y los del inciso 22 que revistan el carácter de Fiduciarios Financieros, de la Ley N°25.246 y sus modificatorias, deberán adoptar y aplicar, de acuerdo con sus políticas, procedimientos y controles, a los fines de evitar el riesgo de ser utilizados por terceros con objetivos criminales de LA/FT.

La presente resolución comenzará a regir a partir del 1° de julio de 2023, fecha en la cual quedará derogada la Resolución UIF N°21/18.

Para los procedimientos sumariales que se encuentren en trámite a la fecha de entrada en vigencia, o bien, para el análisis y supervisión de hechos, circunstancias y cumplimientos ocurridos con anterioridad a dicha fecha, se aplicará la Resolución UIF N°21/2018.

Normas de la CNV

Las Normas de la CNV tratan la prevención del lavado de dinero y financiación del terrorismo a lo largo del título XI. El artículo 1° del título XI de las Normas de la CNV establece que dentro de los sujetos obligados en los términos de los incisos 4, 5 y 22 del artículo 20 de la Ley de Prevención de Lavado de Activos quedan comprendidos a) los agentes de negociación; b) los agentes de liquidación y compensación; c) las personas humanas y/o jurídicas registradas ante la CNV que actúen en la colocación de fondos comunes de inversión o de otros productos de inversión colectiva autorizados por la CNV; d) las plataformas de financiamiento colectivo; e) los agentes asesores globales de inversión; f) las personas jurídicas que actúen como fiduciarios en fideicomisos financieros cuyos valores fiduciarios cuenten con autorización de oferta pública de la CNV, y g) los agentes registrados ante la CNV que intervengan en la colocación de valores negociables emitidos en el marco de los fideicomisos financieros. Los sujetos obligados deberán observar lo establecido en la Ley Prevención de Lavado de Activos, en las normas reglamentarias emitidas por la UIF, en las Normas de la CNV, en los decretos del Poder Ejecutivo Nacional referidos a las decisiones adoptadas por el Consejo de Seguridad de las Naciones Unidas, en la lucha contra el terrorismo, en las resoluciones del Ministerio de Relaciones Exteriores y Culto (o la autoridad de aplicación que en el futuro resulte continuadora a todos sus efectos) y en aquellos en los cuales se remarca el compromiso asumido por la República Argentina en la lucha contra el terrorismo y su financiamiento, teniendo en cuenta para ello la creación del Registro Público de Personas y Entidades vinculadas a actos de Terrorismo y su Financiamiento (“RePET”) dispuesto por el Decreto N° 489/2019 (B.O. 17-7-19).

Por otra parte, en virtud de la condición de sujeto obligado de la CNV conforme lo dispuesto en el artículo 20 inciso 15 de la Ley N° 25.246, de acuerdo con lo exigido en el artículo 21 inciso a) de la citada ley y en el marco de las reglamentaciones dictadas por la UIF aplicables a este organismo, las emisoras deberán presentar a la CNV la documentación respaldatoria a fin de verificar el origen lícito de los fondos involucrados en aportes de capital, aportes irrevocables a cuenta de futuras emisiones de acciones o préstamos significativos que reciban, como así también la identidad de los sujetos involucrados en dichas operaciones.

Con respecto a operaciones realizadas por inversores extranjeros, el artículo 4 del Título XI de las Normas de la CNV establece que los sujetos obligados mencionados anteriormente, sólo podrán dar curso a operaciones en el ámbito de la oferta pública de valores negociables, contratos a término, futuros u opciones de cualquier naturaleza y otros instrumentos y productos financieros, cuando sean efectuadas u ordenadas por sujetos constituidos, domiciliados o que residan en dominios, jurisdicciones, territorios o Estados asociados que no sean considerados como no cooperantes o de alto riesgo por el GAFI. Los sujetos obligados podrán aplicar medidas de debida diligencia especial de identificación a inversores extranjeros en la República Argentina al momento de la apertura a distancia de las cuentas especiales de inversión, de acuerdo con lo dispuesto en la Resolución de la UIF específica dictada en la materia.

Por estas razones, podría ocurrir que uno o más participantes en el proceso de colocación y emisión de las Obligaciones Negociables, tales como el Agente Colocador se encuentre obligado a recolectar información vinculada con los suscriptores de Obligaciones Negociables e informar a las autoridades operaciones que parezcan

Alejandro Chernacov
Director y Subdelegado



sospechosas o inusuales, o a las que les falten justificación económica o jurídica, o que sean innecesariamente complejas, ya sea que fueren realizadas en oportunidades aisladas o en forma reiterada.

El artículo 12 del título XI de las Normas de la CNV establece, además, que no autorizará la oferta pública de valores negociables en los supuestos en que una entidad emisora o sus beneficiarios finales (las personas humanas que tengan como mínimo el 20% de su capital o de los derechos a voto, o que por otros medios ejerzan el control final, directo o indirecto sobre la misma), registren condenas por delitos de lavado de activos y/o financiamiento del terrorismo y/o figuren en las listas de terroristas y organizaciones terroristas emitidas por el Consejo de Seguridad de las Naciones Unidas. A su vez, la CNV emitirá comunicados, que serán publicados y difundidos a través de su sitio en internet donde alertará acerca de (i) riesgos y posibles prácticas abusivas y defraudadoras relacionadas con el mercado de capitales; (ii) tipologías de lavado de activos y financiación del terrorismo relacionadas con el mercado de capitales y los productos y servicios ofrecidos por los distintos actores del mismo; y (iii) sanciones aplicadas por infracciones a la normativa vigente en materia de prevención del lavado de activos y de la financiación del terrorismo.

Los artículos 24, 25 y 26 del capítulo II, del título II de las Normas de la CNV (texto conforme Resolución General N° 687 de la CNV) disponen la obligación de los accionistas, sean éstas personas jurídicas u otras estructuras jurídicas, de informar a la sociedad sus beneficiarios finales. Las sociedades deberán remitir vía Autopista de Información Financiera, dentro de los cinco días hábiles de celebrada la asamblea, como “*información restringida a la CNV*”, la información sobre el/los beneficiario/s final/es. A tal fin, deberá constar el nombre y apellido, nacionalidad, domicilio real, fecha de nacimiento, documento nacional de identidad o pasaporte, CUIT, CUIL u otra forma de identificación tributaria y profesión. En el caso de una persona jurídica constituida en el extranjero, para poder participar en una asamblea deberá acreditar el instrumento en el que conste su inscripción en los términos de los artículos 118 o 123 de la Ley General de Sociedades, según corresponda. Si figuran participaciones sociales como de titularidad de un “trust”, fideicomiso o figura similar, deberá acreditarse un certificado que individualice el negocio fiduciario causa de la transferencia e incluya el nombre y apellido o denominación, domicilio o sede, número de documento de identidad o de pasaporte o datos de registro, autorización o incorporación, de fiduciante(s), fiduciario(s), “trustee” o equivalente, y fideicomisarios y/o beneficiarios o sus equivalentes según el régimen legal bajo el cual aquel se haya constituido o celebrado el acto, el contrato y/o la constancia de inscripción del contrato en el registro público pertinente, de corresponder. Si las participaciones sociales aparecen como de titularidad de una fundación o figura similar, sea de finalidad pública o privada, deben indicarse los mismos datos referidos anteriormente con respecto al fundador y, si fuere persona diferente, a quien haya efectuado el aporte o transferencia a dicho patrimonio.

Los inversores interesados podrán verse obligados a entregar a la Sociedad y a los Colocadores, en caso de existir, toda la información y documentación que estén obligados a presentar o aquella que pueda ser requerida por la Sociedad y los Colocadores, en su caso, para dar cumplimiento a las leyes penales y a otras leyes y reglamentaciones relacionadas con el lavado de activos, incluidas las normas del mercado de capitales para la prevención del lavado de activos emitidas por la UIF y normas similares de la CNV y/o el BCRA. La Sociedad y los Colocadores, en caso de existir, nos reservamos el derecho de rechazar órdenes de cualquier inversor si consideramos que las mencionadas normas no han sido cumplidas enteramente a nuestra satisfacción.

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 concurren 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,

Alejandro Chernacov
Director y Subdelegado



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), de la sección de información legislativa (www.infoleg.gob.ar), de la UIF (www.argentina.gob.ar/uif), de la CNV (www.argentina.gob.ar/cnv) y/o del BCRA, (www.bkra.gov.ar). La información contenida en dichos sitios no forma parte de este Prospecto.

h) Programa ATP

La Sociedad no se ha registrado en el marco Programa de Asistencia de Emergencia al Trabajo y la Producción (ATP), por lo que no ha recibido asistencia del Estado Nacional en el marco de dicho programa.

Alejandro Chernacov
Director y Subdelegado



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 FIRMAN 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

Alejandro Chernacov
Director y Subdelegado



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 descritas 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 las Obligaciones Negociables.

Los términos y condiciones aplicables a cada Clase y/o Serie de Obligaciones Negociables 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 las Obligaciones Negociables que se

Alejandro Chernacov
Director y Subdelegado



*incluyen en el siguiente texto (las “**Condiciones**”) y que se aplicarán a cada Clase y/o Serie de Obligaciones Negociables.*

Alejandro Chernacov
Director y Subdelegado

A handwritten signature in black ink, consisting of a series of loops and a long horizontal stroke extending to the right.

DE LA OFERTA Y LA NEGOCIACIÓN

Autorización

La creación del Programa y la emisión de Obligaciones Negociables 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

Las Obligaciones Negociables 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 Obligaciones Negociables se especificarán en el Suplemento de Prospecto relativo a cada Clase y/o Serie.

Clases y Series

Las Obligaciones Negociables se emitirán en diferentes clases (“Clases”). Todas las Obligaciones Negociables de la Clase estarán sujetas a idénticas condiciones, pudiendo diferir en su fecha de emisión. Las Obligaciones Negociables de la misma Clase con distinta fecha de emisión pertenecerán a una serie distinta de la misma Clase (una “Serie”) de Obligaciones Negociables.

Amortización

Las Obligaciones Negociables 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

Las Obligaciones Negociables podrán emitirse a la par, bajo la par o con prima.

Interés

Las Obligaciones Negociables podrán emitirse devengando interés a tasa fija, a tasa flotante, con descuento de emisión o sin devengar interés.

Moneda

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;

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 Obligaciones Negociables 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 Obligaciones Negociables fuera emitida y Dólares, moneda en la cual se encuentra expresado el monto máximo del Programa.

Alejandro Chernacov
Director y Subdelegado



Garantías

Las Obligaciones Negociables 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 BCRA.

Forma, Denominaciones y Registro

Las Obligaciones Negociables 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. Las Obligaciones Negociables 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 Obligaciones Negociables 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 CVSA como régimen de depósito colectivo nacional, y a DTC, Euroclear Operations Centre, Clearstream y 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 Obligaciones Negociables 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.

Alejandro Chernacov
Director y Subdelegado



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 Obligaciones Negociables a ser emitida o re-emitida bajo el Programa. Cada emisión o re-emisión de Obligaciones Negociables 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 Obligaciones Negociables. 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 Obligaciones Negociables 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 las Obligaciones Negociables 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 las Obligaciones Negociables 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

Alejandro Chernacov
Director y Subdelegado



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 las Obligaciones Negociables. La Sociedad también indemnizará a los tenedores de Obligaciones Negociables 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 dichas Obligaciones Negociables.

Compra de Obligaciones Negociables por parte de la Sociedad

La Sociedad puede, en cualquier momento, comprar Obligaciones Negociables 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 las Obligaciones Negociables. Cualquier Obligación Negociable comprada de esta forma por la Sociedad podrá ser registrada en nombre de la Sociedad o cancelada; estableciéndose, sin embargo, que, a efectos de determinar los Tenedores de Obligaciones Negociables con derecho a formular, dar o aceptar cualesquiera solicitudes, demandas, autorizaciones, directivas, notificaciones, consentimientos, renunciaciones y otras acciones bajo los términos de las Obligaciones Negociables, cualesquiera Obligaciones Negociables registradas 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 las Obligaciones Negociables por los medios informativos habituales previstos en la legislación aplicable la información contable,

Alejandro Chernacov
Director y Subdelegado



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 las Obligaciones Negociables.

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.argentina.gob.ar/cnv). 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.argentina.gob.ar/cnv). 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 tomase 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

Alejandro Chernacov
Director y Subdelegado



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 abonará 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 pague 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 Obligaciones Negociables 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 las Obligaciones Negociables. Asimismo, podrán disponerse medios de notificación adicionales complementarios para cada Clase y/o Serie de Obligaciones Negociables, 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.argentina.gob.ar/cnv).

Modificaciones a los términos y condiciones de las Obligaciones Negociables

La Sociedad podrá convocar a asambleas de tenedores de una o más Clase de Obligaciones Negociables, a los efectos de modificar los términos y condiciones de los mismos.

Las asambleas de tenedores de Obligaciones Negociables 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 Obligaciones Negociables respectiva, si fuera el caso.

Las asambleas de tenedores de Obligaciones Negociables 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 las Obligaciones Negociables de una Clase podrán efectuarse, con la aprobación de los tenedores de Obligaciones Negociables de por lo menos una mayoría del capital total de dicha Clase de las Obligaciones Negociables de todas las Clases emitidas bajo el Programa al cual la obligación, compromiso,

Alejandro Chernacov
Director y Subdelegado



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 Obligaciones Negociables 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 Obligaciones Negociables de una Clase podrán ser ordinarias o extraordinarias. Las modificaciones a los términos y condiciones de las Obligaciones Negociables 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 las Obligaciones Negociables 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 las Obligaciones Negociables 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 descrito, 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 las Obligaciones Negociables 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 las Obligaciones Negociables será concluyente y obligatoria para los Tenedores de las Obligaciones Negociables 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 Obligaciones Negociables de tal Clase afectados por ella, se anote o no la modificación, reforma o renuncia en cuestión en dichas Obligaciones Negociables.

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 las Obligaciones Negociables no se encuentren representadas 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 las Obligaciones Negociables prescribirá en el plazo de cinco (5) años para el pago de capital de las Obligaciones Negociables (conforme artículo 2560 del Código Civil y Comercial), y dos (2) años para el pago de intereses (incluidos Montos Adicionales) de las Obligaciones Negociables (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

Las Obligaciones Negociables constituirán “Obligaciones Negociables” conforme a la Ley de Obligaciones Negociables, y tendrán derecho a los beneficios establecidos en ella. La calificación de las Obligaciones Negociables como Obligaciones Negociables, la autorización, formalización y otorgamiento de las Obligaciones Negociables

Alejandro Chernacov
Director y Subdelegado



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 las Obligaciones Negociables 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 las Obligaciones Negociables (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 las Obligaciones Negociables de cada Clase y/o Serie, pudiendo incluir el nombre de los compradores o agentes, el precio de emisión de las Obligaciones Negociables, 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 las Obligaciones Negociables (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 las Obligaciones Negociables 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 las Obligaciones Negociables.

Los Contratos de Colocación establecerán disposiciones relativas a designación de colocadores adicionales ya sea en general para las Obligaciones Negociables como para una Clase específica de las mismas.

Las Obligaciones Negociables sólo podrán ser ofrecidas 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.

Alejandro Chernacov
Director y Subdelegado



ANEXO I

A continuación, se detallan los cuadros de Estado de Resultado y Estado de Situación Financiera, tal como se encuentran en los estados financieros de la Emisora al 31 de marzo de 2023. El balance completo se encuentra disponible en AIF bajo el ID 3045846, publicado el 15 de mayo de 2023.

Alejandro Chernacov
Director y Subdelegado





Estado de Resultado Integral Condensado Intermedio
 Correspondiente al período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2023,
 presentado en forma comparativa
 Expresado en miles de pesos (Ver Nota 2.1)

	<u>Nota</u>	<u>31.03.2023</u>	<u>31.03.2022</u>
Ingresos por ventas a clientes	4	56.109.959	21.604.459
Costo de ventas:			
Costos operativos	5.1	(5.580.978)	(3.149.160)
Fluctuación del inventario de petróleo	5.2	(900.007)	335.336
Depreciaciones, agotamiento y amortizaciones	10/11/12	(11.468.921)	(4.890.326)
Regalías		(6.482.448)	(2.977.890)
Otros costos no erogables en efectivo relacionados con la cesión de activos convencionales	1.2.1	(675.548)	-
Resultado bruto		<u>31.002.057</u>	<u>10.922.419</u>
Gastos de comercialización	6	(3.185.061)	(1.349.498)
Gastos de administración	7	(1.616.832)	(688.840)
Otros ingresos operativos	8.1	17.566.450	302.406
Otros gastos operativos	8.2	(444.010)	(187.924)
Resultado operativo		<u>43.322.604</u>	<u>8.998.563</u>
Resultado por inversiones en asociadas	13	108.378	46.900
Ingresos financieros	9.1	125.587	67.863
Gastos financieros	9.2	(1.226.542)	(886.024)
Otros resultados financieros	9.3	2.339.698	(856.440)
Resultados financieros, netos		<u>1.238.743</u>	<u>(1.674.601)</u>
Resultado antes de impuesto a las ganancias		<u>44.669.725</u>	<u>7.370.862</u>
Impuesto a las ganancias	14	(16.131.048)	(3.178.964)
Resultado del período		<u>28.538.677</u>	<u>4.191.898</u>
Otro resultado integral			
<i>Conceptos que no podrán ser reclasificados a resultados en periodos posteriores</i>			
- Diferencia de conversión	2.3.3	21.186.629	3.466.174
- Ganancia (Pérdida) por remediación actuarial relacionada con planes de beneficios definidos	21	22.051	(14.472)
- Impuesto a las ganancias diferido	14	(7.988)	5.020
Otro resultado integral del período		<u>21.200.692</u>	<u>3.456.722</u>
Resultado integral del período		<u>49.739.369</u>	<u>7.648.620</u>
Ganancia por acción atribuible a los accionistas			
Acción básica y diluida (en pesos por acción):		320,484	47,074

Las Notas 1 a 29 que se acompañan son parte integrante de los presentes estados financieros.

Alejandro Chernacov
 Director y Subdelegado



Estado de Situación Financiera Condensado Intermedio
 Al 31 de marzo de 2023,
 presentado en forma comparativa
 Expresado en miles de pesos (Ver Nota 2.1)

	Nota	31.03.2023	31.12.2022
ACTIVO			
ACTIVO NO CORRIENTE			
Propiedades, planta y equipos	10	257.972.204	228.381.155
Plusvalía	11	7.617.904	7.451.046
Otros activos intangibles	11	1.366.142	1.199.189
Activos por derechos de uso	12	12.642.638	4.534.893
Inversiones en asociadas	13	15.900.538	13.385.671
Créditos por ventas y otros créditos	15	42.761.103	7.786.107
Total del activo no corriente		338.260.529	262.738.061
ACTIVO CORRIENTE			
Inventarios	17	1.186.704	1.916.467
Créditos por ventas y otros créditos	15	40.327.241	25.303.169
Caja, bancos e inversiones corrientes	18	57.622.609	28.950.547
Total del activo corriente		99.136.554	56.170.183
Total del activo		437.397.083	318.908.244
PATRIMONIO			
Capital social	19.1	89.049	89.049
Aportes irrevocables	19.2	3.978.492	2.604.606
Reserva legal	19.3	2.976.760	2.260.561
Reserva facultativa	19.3	96.885.885	-
Resultados no asignados	19.4	32.421.243	82.388.394
Otro resultado integral		10.482.373	8.377.939
Total del patrimonio		146.833.802	95.720.549
PASIVO			
PASIVO NO CORRIENTE			
Pasivo por impuesto diferido		37.209.033	26.286.431
Provisiones	20	5.991.132	5.378.367
Planes de beneficios definidos	21	2.554.184	2.170.303
Préstamos	16.1	118.947.803	86.182.682
Pasivo por arrendamientos	12	7.077.413	3.611.171
Remuneraciones y cargas sociales	22	2.284.138	1.482.761
Deudas comerciales y otras deudas	24	813.822	677.358
Total del pasivo no corriente		174.877.525	125.789.073

Alejandro Chernacov
 Director y Subdelegado



Estado de Situación Financiera Condensado Intermedio

Al 31 de marzo de 2023,
presentado en forma comparativa
Expresado en miles de pesos (Ver Nota 2.1)

	<u>Nota</u>	<u>31.03.2023</u>	<u>31.12.2022</u>
PASIVO CORRIENTE			
Provisiones	20	539.147	504.578
Remuneraciones y cargas sociales	22	1.432.095	2.671.784
Préstamos	16.1	20.743.425	12.707.922
Pasivo por arrendamientos	12	6.005.395	1.442.492
Pasivo por impuesto a las ganancias		19.098.098	10.411.695
Cargas fiscales	23	3.277.439	3.327.179
Deudas comerciales y otras deudas	24	64.590.157	66.332.972
Total del pasivo corriente		115.685.756	97.398.622
Total del pasivo		290.563.281	223.187.695
Total pasivo y patrimonio		437.397.083	318.908.244

Las Notas 1 a 29 que se acompañan son parte integrante de los presentes estados financieros.

Alejandro Chernacov
Director y Subdelegado

Alejandro Chernacov
Director y Subdelegado

A handwritten signature in black ink, consisting of several loops and a long horizontal stroke extending to the right.

EMISOR



Vista Energy Argentina S.A.U.
Av. Libertador 101, Piso 12, Vicente López
Provincia de Buenos Aires
República Argentina

**ASESORES LEGALES
DE LA EMISORA**



Bruchou & Funes de Rioja
Ing. Butty 275 – Piso 12
(C1001AFA) Ciudad Autónoma de Buenos Aires
República Argentina

AUDITORES DE LA EMISORA



Pistrelli, Henry Martín y Asociados S.R.L.
Firma miembro de Ernst & Young Global
25 de mayo 476
(C1002ABJ) Ciudad Autónoma de Buenos Aires
República Argentina

Alejandro Chernacov
Director y Subdelegado