



VISTA

ENERGY FOR TOMORROW

Vista Energy, S.A.B. de C.V.

Reporte Anual 2022

Pedregal 24, piso 4, Colonia Molino del Rey, Miguel Hidalgo, Ciudad de México, México

Serie	A	C	Única	N/A
Especificación de las características de los títulos en circulación				
Clase	UNICA	UNICA	UNICA	N/A
Serie	A	C	TÍTULOS OPCIONALES	AMERICAN DEPOSITARY SHARES
Tipo	ORDINARIAS	ORDINARIAS	N/A	N/A
Número de acciones	92,883,542 Acciones Serie A	2 Acciones Serie C	N/A	70,884,900 ADSs
Bolsas donde están registrados	BOLSA MEXICANA DE VALORES, S.A.B.	BOLSA MEXICANA DE VALORES, S.A.B.	BOLSA MEXICANA DE VALORES, S.A.B.	BOLSA DE VALORES DE NUEVA YORK (NYSE)
Clave de pizarra de mercado origen	VISTA	VISTA C (INACTIVA)	VTW408A-EC001	VIST
Tipo de operación				
Observaciones			A la fecha del presente reporte anual, no hay más títulos opcionales en circulación.	

Clave de cotización:

VISTA (BMV) y VIST (NYSE)

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

Los títulos se encuentran inscritos en el Registro Nacional de Valores

Leyenda artículo 86 de la LMV:

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

Leyenda Reporte Anual CUE:

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

Periodo que se presenta:

Del 1 de enero al 31 de diciembre de 2022

ÍNDICE

INFORMACIÓN INCLUIDA EN ESTE REPORTE ANUAL	2
PRESENTACIÓN DE INFORMACIÓN.....	6
GLOSARIO DE TÉRMINOS DEFINIDOS	10
ESTIMACIONES FUTURAS.....	18
RESUMEN EJECUTIVO	21
INFORMACIÓN FINANCIERA CONSOLIDADA	28
FACTORES DE RIESGO	46
Riesgos relacionados con nuestro negocio e industria.....	46
Riesgos relacionados con nuestra Compañía.....	57
Riesgos relacionados con la economía y entornos regulatorios argentinos y mexicanos.	67
Riesgos relacionados con nuestras Acciones Serie A y los ADS.....	83
OTROS VALORES	92
CAMBIOS SIGNIFICATIVOS A LOS DERECHOS DE VALORES INSCRITOS EN EL REGISTRO.....	93
INFORMACIÓN DE LA COMPAÑÍA.....	94
PANORAMA DE LA INDUSTRIA Y REGULATORIO	135
ADMINISTRACIÓN Y GOBIERNO CORPORATIVO	221
ACCIONISTAS PRINCIPALES	235
OPERACIONES CON PARTES RELACIONADAS.....	237
PROCEDIMIENTOS LEGALES	238
POLÍTICA DE DIVIDENDOS	239
CAMBIOS SIGNIFICATIVOS	241
HISTORIAL EN EL MERCADO DE VALORES	242
INFORMACIÓN DE MERCADO.....	244
DESCRIPCIÓN DE LAS ACCIONES SERIE A Y DE NUESTROS ESTATUTOS.....	251
ACUERDOS MATERIALES	277
CONTROLES CAMBIARIOS	278
DOCUMENTOS DE CARÁCTER PÚBLICO.....	302
ACONTECIMIENTOS RECIENTES	303
PERSONAS RESPONSABLES	306
ANEXOS	307

Los anexos forman parte integral del reporte anual

INFORMACIÓN INCLUIDA EN ESTE REPORTE ANUAL

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

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

Información requerida	Sección del reporte anual	Pág.
I. INFORMACIÓN GENERAL		
a) Glosario de términos definidos	"GLOSARIO DE TÉRMINOS DEFINIDOS"	10
b) Resumen ejecutivo	"RESUMEN EJECUTIVO"	21
c) Factores de riesgo	"FACTORES DE RIESGO"	47
d) Otros valores	"OTROS VALORES"	95
e) Cambios significativos a los derechos de valores inscritos en el Registro	"CAMBIOS SIGNIFICATIVOS A LOS DERECHOS DE VALORES INSCRITOS EN EL REGISTRO"	96
f) Destino de los fondos	N/A	N/A
g) Documentos de carácter público	"DOCUMENTOS DE CARÁCTER PÚBLICO"	302
h) Formador de mercado	N/A	N/A
II. LA EMISORA		
a) Historia y desarrollo de la Emisora	"INFORMACIÓN DE LA COMPAÑÍA – Historia y desarrollo de la Compañía"	97
b) Descripción del negocio		
(i) Actividad principal	"INFORMACIÓN DE LA COMPAÑÍA – Nuestra operación"	101
(ii) Canales de distribución	"INFORMACIÓN DE LA COMPAÑÍA – Transporte y tratamiento"	128
(iii) Patentes, licencias, marcas y otros contratos	"INFORMACIÓN DE LA COMPAÑÍA – Propiedad Intelectual" y "PANORAMA DE LA INDUSTRIA Y REGULATORIO – Investigación y desarrollo, patentes y licencias, etc."	130 y 210
(iv) Principales clientes	"INFORMACIÓN DE LA COMPAÑÍA – Clientes y Mercadotecnia"	129
(v) Legislación aplicable y situación tributaria	"PANORAMA DE LA INDUSTRIA Y REGULATORIO – Panorama de la industria del petróleo y gas en México"	165
(vi) Recursos humanos	"ADMINISTRACIÓN Y GOBIERNO CORPORATIVO – Empleados"	233
(vii) Desempeño ambiental	"INFORMACIÓN DE LA COMPAÑÍA – Política ambiental"	133
(viii) Información del mercado	"INFORMACIÓN DE MERCADO"	244
(ix) Estructura corporativa	"ADMINISTRACIÓN Y GOBIERNO CORPORATIVO" y "ACCIONISTAS PRINCIPALES"	221 y 235
(x) Descripción de sus principales activos	"INFORMACIÓN DE LA COMPAÑÍA – Panorama General"	99
(xi) Procesos judiciales, administrativos o arbitrales	"PROCEDIMIENTOS LEGALES"	238
(xii) Acciones representativas del capital social	"ADMINISTRACIÓN Y GOBIERNO CORPORATIVO" y "ACCIONISTAS PRINCIPALES"	221 y 235
(xiii) Dividendos	"POLÍTICA DE DIVIDENDOS"	239
III. INFORMACIÓN FINANCIERA		
a) Información financiera seleccionada	"INFORMACIÓN FINANCIERA CONSOLIDADA – Información financiera seleccionada"	28

Información requerida	Sección del reporte anual	Pág.
b) Información financiera por línea de negocio, zona geográfica y ventas de exportación	"INFORMACIÓN FINANCIERA CONSOLIDADA – Información financiera por línea de negocio, zona geográfica y ventas de exportación"	33
c) Informe de créditos relevantes	"INFORMACIÓN FINANCIERA CONSOLIDADA – Informe de créditos relevantes"	36
D) Comentarios y análisis de la administración sobre los resultados de operación y la situación financiera de la Emisora	"INFORMACIÓN FINANCIERA CONSOLIDADA – Comentarios y análisis de la administración sobre los resultados de operación y la situación financiera de la Emisora"	42
(i) Resultados de la operación	"INFORMACIÓN FINANCIERA CONSOLIDADA – Comentarios y análisis de la administración sobre los resultados de operación y la situación financiera de la Emisora – Resultados de la operación"	42
(ii) Situación financiera, Liquidez y fuentes de capital	"INFORMACIÓN FINANCIERA CONSOLIDADA – Comentarios y análisis de la administración sobre los resultados de operación y la situación financiera de la Emisora – Situación financiera, Liquidez y fuentes de capital"	43
(iii) Control interno	"INFORMACIÓN FINANCIERA CONSOLIDADA – Comentarios y análisis de la administración sobre los resultados de operación y la situación financiera de la Emisora – Control interno"	44
E) Estimaciones, provisiones o reservas contables críticas	"INFORMACIÓN FINANCIERA CONSOLIDADA – Estimaciones, provisiones o reservas contables críticas"	45
IV. ADMINISTRACIÓN		
a) Auditores externos	"ADMINISTRACIÓN Y GOBIERNO CORPORATIVO" y "DESCRIPCIÓN DE LAS ACCIONES SERIE A Y DE NUESTROS ESTATUTOS"	221 y 251
b) Operaciones con personas relacionadas y conflictos de interés	"OPERACIONES CON PARTES RELACIONADAS"	237
c) Administradores y accionistas	"ADMINISTRACIÓN Y GOBIERNO CORPORATIVO" y "ACCIONISTAS PRINCIPALES"	221 y 235
d) Estatutos sociales y otros convenios	"DESCRIPCIÓN DE LAS ACCIONES SERIE A Y DE NUESTROS ESTATUTOS"	251
V. MERCADO DE CAPITALES		
a) Estructura accionaria	"HISTORIAL EN EL MERCADO DE VALORES" y, "DESCRIPCIÓN DE LAS ACCIONES SERIE A Y DE NUESTROS ESTATUTOS"	242 y 251
b) Comportamiento de la acción en el mercado de valores	"HISTORIAL EN EL MERCADO DE VALORES"	242
c) Formador de mercado	N/A	
VI. ACTIVOS SUBYACENTES		
a) Descripción de los activos subyacentes.	N/A	
b) Comportamiento histórico de los activos subyacentes	N/A	
c) Ejercicios que cuantifiquen los posibles rendimientos o pérdidas que bajo diferentes escenarios pudieran generarse	N/A	

Información requerida	Sección del reporte anual	Pág.
d) Otra información	N/A	
VII. PERSONAS RESPONSABLES	"PERSONAS RESPONSABLES"	306
VIII. ANEXOS	"ANEXOS"	

PRESENTACIÓN DE INFORMACIÓN

A menos de que se indique o el contexto lo requiera, (i) los términos “Vista”, “Compañía”, “Sociedad”, “nosotros”, o “nuestra(o)”, se refiere a Vista Energy, S.A.B. de C.V., una sociedad anónima bursátil de capital variable constituida conforme a las leyes de México y sus subsidiarias consolidadas; (ii) el término “Emisor” se refiere a Vista excluyendo a sus subsidiarias, (iii) el término “Vista Argentina” se refiere a Vista Energy Argentina S.A.U. (anteriormente conocida como Vista Oil & Gas Argentina S.A.U., anteriormente como Vista Oil & Gas Argentina S.A. y previamente Petrolera Entre Lomas S.A.); (iv) el término “PELSA” se refiere a Petrolera Entre Lomas S.A. (o tras el cambio de su denominación social, Vista Argentina); (v) el término “Vista Holding I” se refiere a Vista Energy Holding I, S.A. de C.V., (anteriormente Vista Oil & Gas Holding I, S.A. de C.V.); (vi) el término “Vista Holding II” se refiere a Vista Energy Holding II, S.A. de C.V., (anteriormente Vista Oil & Gas Holding II, S.A. de C.V.); (vii) el término “APCO International” se refiere a APCO Oil and Gas S.A.U. (antes conocida como APCO Oil and Gas International, Inc. previo a su cambio de domicilio a Argentina, la cual se fusionó con Vista Argentina en virtud de cierta reestructuración corporativa, y la cual ya no existe a la fecha de este reporte anual); (viii) el término “APCO Argentina” se refiere a la filial de APCO International, APCO Argentina S.A. (la cual se fusionó con Vista Argentina en virtud de cierta reestructuración corporativa, y la cual ya no existe a la fecha de este reporte anual). Favor de ver las secciones “RESUMEN EJECUTIVO” y “NUESTRO NEGOCIO” de este reporte anual.

Las referencias a “Acciones Serie A” o a “Acciones” se refieren a nuestras acciones ordinarias, Serie A, sin expresión de valor nominal y las referencias a “ADS” se refieren a las *American Depositary Shares*, que representan una Acción Serie A cada una, salvo que el contexto requiera lo contrario.

Asimismo, el término “México” se refiere a los Estados Unidos Mexicanos, el término “Estados Unidos” se refiere a los Estados Unidos de América, y la expresión “Argentina” se refiere a la República Argentina. Asimismo, la expresión “gobierno mexicano” se refiere al gobierno federal de México, la expresión “gobierno de Estados Unidos” se refiere al gobierno federal de los Estados Unidos, y la expresión “gobierno argentino” se refiere al gobierno nacional de Argentina.

Los términos contables tienen las definiciones establecidas en las Normas Internacionales de Información Financiera o NIIF (“IFRS” por sus siglas en inglés), emitidas por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad (“IASB” por sus siglas en inglés).

Estados financieros

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

Mantenemos nuestros libros y registros en Dólares, la cual es la moneda utilizada para la presentación de nuestros estados financieros y también la moneda funcional de nuestras operaciones.

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

Información de divisas y redondeo

Todas las referencias a “US\$”, “Dólares estadounidenses” y “Dólares” se refieren a dólares estadounidenses, la moneda de curso legal en los Estados Unidos de América. Asimismo, las referencias a “Pesos mexicanos” y “Ps.” se refieren a Pesos mexicanos; la moneda de curso legal en México, mientras

que “ARS”, “Pesos Argentinos” y “AR\$” se refieren a Pesos Argentinos, la moneda de curso legal en Argentina. Los estados financieros auditados se presentan en Dólares.

Algunas de las cifras incluidas en este reporte anual han sido objeto de ajustes de redondeo. Por lo tanto, las cifras que aparecen como totales en algunos cuadros pueden no ser una suma aritmética de las cifras que los preceden.

Medidas financieras no incluidas en las NIIF

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

Definimos “EBITDA Ajustado” como (pérdida) / utilidad del año más gasto por impuesto sobre la renta, resultados financieros, neto, depreciación, agotamiento y amortización, ganancia por combinaciones de negocios, gastos de reestructura y reorganizaciones, ganancia por venta de activos y deterioro (reversión) de activos de larga duración. Consideramos que la naturaleza de los costos de reestructura y reorganizaciones fueron tales que no es razonablemente probable que se repitan dentro de 2 años, ya que están relacionados principalmente con reducciones permanentes de nuestra fuerza laboral derivadas de nuestras combinaciones de negocios, y que los costos de reestructura y reorganizaciones y los gastos de transacción no son gastos operativos recurrentes normales. Consideramos que al excluir los costos de reestructura y reorganización y los costos de transacción relacionados con las combinaciones de negocios, somos capaces de proporcionar información complementaria para que nuestra administración e inversionistas analicen nuestro desempeño operativo principal de manera consistente de un periodo a otro. Además, el deterioro (recuperación) de activos de largo plazo se excluyó de la determinación de nuestro EBITDA Ajustado porque corresponde a un ajuste a la valuación de nuestros activos fijos cuyo cargo es similar en naturaleza a la depreciación de propiedades, plantas y equipos. Esta métrica permite a la administración y a los inversionistas analizar nuestro desempeño operativo de manera consistente de un periodo a otro. En este sentido, señalamos que la eliminación de estos costos y gastos no resulta en una reducción de los gastos operativos necesarios para llevar a cabo nuestro negocio. A la luz de los factores anteriores, nuestra administración excluye los gastos de reestructura y reorganización, los costos de transacción de las combinaciones de negocios y el deterioro (recuperación) de activos de largo plazo de nuestro EBITDA Ajustado para facilitar la revisión del desempeño operativo y como base para la planificación estratégica. Nuestra administración considera que la exclusión de dichos elementos permitirá a los inversionistas comprender nuestras tendencias financieras a corto y largo plazo.

Definimos el “Beneficio Neto Ajustado” como el beneficio neto más los impuestos diferidos, los cambios en el valor razonable de los títulos opcionales y las pérdidas/recuperaciones por deterioro. El impuesto sobre la renta diferido se excluye porque está relacionado con el reconocimiento de las diferencias temporales entre las bases fiscales de los activos y pasivos y los valores contables en los estados financieros utilizando el método del pasivo. La variación del valor razonable de los títulos opcionales se excluyó porque corresponde a un ajuste de valoración de los pasivos financieros asumidos por la Sociedad, así como el deterioro (recuperación) de activos de largo plazo de la determinación de nuestros ingresos netos ajustados porque corresponde a un ajuste a la valoración de nuestros activos de larga duración.

Nuestra administración considera que la exclusión de estas partidas permitirá a los inversionistas facilitar la comparación del rendimiento de un periodo a otro, al eliminar estas partidas no monetarias identificadas que son principalmente impulsadas por factores externos y que afectan (benefician) a los ingresos netos de la compañía.

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.

Definimos el rendimiento del capital promedio empleado (ROACE) como EBITDA Ajustado menos depreciaciones, agotamiento y amortizaciones, dividido por la suma de la deuda total promedio y el capital total promedio. Para efectos de esta definición, la deuda total se compone: (i) préstamos corrientes y no corrientes y; (ii) pasivo por arrendamientos corrientes y no corrientes.

Presentamos el EBITDA Ajustado, el Margen EBITDA Ajustado, la Deuda Neta, Beneficio Neto Ajustado y ROACE porque creemos que proporcionan a los inversionistas medidas complementarias de la condición financiera y el desempeño de nuestras operaciones principales que facilitan las comparaciones de periodo a periodo de manera consistente. Nuestra gerencia utiliza Deuda Neta, EBITDA Ajustado, Margen EBITDA Ajustado, Beneficio Neto Ajustado y ROACE entre otras medidas, para propósitos de planificación interna y medición del desempeño. La Deuda Neta, el EBITDA Ajustado, el Margen EBITDA Ajustado, Beneficio Neto Ajustado y ROACE 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, el Margen EBITDA Ajustado, el Beneficio Neto Ajustado y ROACE tal como los calculamos, pueden no ser comparables con medidas de título similar reportadas por otras compañías. Favor de referirse a la sección “*INFORMACIÓN FINANCIERA CONSOLIDADA*” del presente reporte anual.

Datos de mercado e industria

El presente reporte anual incluye cuotas de mercado, estadísticas, datos de la industria y pronósticos que obtuvimos de publicaciones y encuestas de la industria, archivos públicos y fuentes internas de la Compañía. Las publicaciones, encuestas y pronósticos de la industria generalmente indican que la información contenida en las mismas ha sido obtenida de fuentes que se consideran confiables, incluyendo Wood Mackenzie Ltd. (“*Wood Mackenzie*”), una de las principales empresas del sector, SdE y EIA, pero no se puede garantizar la exactitud de la información incluida.

No hemos verificado de manera independiente los datos de fuentes de terceros, ni hemos comprobado los supuestos económicos subyacentes en los que se basan. Consideramos que los datos relativos al tamaño de nuestros mercados y a la cuota de mercado son intrínsecamente imprecisos, pero en general indican el tamaño, la posición y la cuota de mercado dentro de nuestros mercados. Si bien no tenemos conocimiento de ninguna declaración errónea con respecto a los datos de nuestra industria presentados en el presente documento, nuestras estimaciones implican riesgos e incertidumbres y están sujetas a cambios basados en diversos factores, incluidos los que se discuten en la sección titulada “*FACTORES DE RIESGO*”.

Presentación de información sobre petróleo y gas

Información sobre las reservas de petróleo y gas de la Compañía

La información incluida en este reporte anual respecto a las cantidades estimadas de Reservas Probadas se deriva de las estimaciones de las Reservas Probadas al 31 de diciembre de 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 y México (el “Reporte de Reservas 2022”). El Reporte de Reservas 2022 se incluye como Anexo “B” al presente reporte anual. D&M es un consultor independiente 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, Acambuco, Jagüel de los Machos, 25 de Mayo-Medanito, Aguada Federal y Bandurria Norte en Argentina y de nuestra concesión CS-01 de petróleo y gas, ubicada en México.

Información sobre las reservas de petróleo y gas en México y Argentina

La información incluida en la sección “*PANORAMA DE LA INDUSTRIA Y REGULATORIO*” del presente reporte anual en relación con las reservas probadas de Argentina y México se ha elaborado sobre la base de información oficial y públicamente disponible de la Secretaría de Energía de Argentina (“SdE”) y de la Comisión Nacional de Hidrocarburos de México (“CNH”). Las referencias a las “reservas probadas” de Argentina y México siguen la definición de “reservas probadas” establecida en las metodologías publicadas por la SdE y la CNH, según corresponda. Sin embargo, la información relativa a las reservas probadas de Vista incluida en otra parte de este reporte anual ha sido preparada de acuerdo con las definiciones de la Regla 4-10(a) de la Regulación S-X, promulgada por la SEC o del Sistema de Gestión de Recursos Petrolíferos de la *Society of Petroleum Engineers' Petroleum Resources Management System*, que pueden diferir de las metodologías publicadas por las autoridades argentinas y mexicanas. Para más información, véase las secciones “*PANORAMA DE LA INDUSTRIA Y REGULATORIO – Marco regulatorio del petróleo y gas en Argentina – Certificación de reservas y recursos en Argentina*” y “*PANORAMA DE LA INDUSTRIA Y REGULATORIO – Panorama de la industria del petróleo y gas en México*” de este reporte anual.

GLOSARIO DE TÉRMINOS DEFINIDOS

Los términos en mayúsculas usados en la presente declaración que se incluyen a continuación tendrán el siguiente significado, los cuales serán aplicables tanto a las formas singular y plural de dichos términos:

“**d**” significa la unidad de volumen expresada en términos diarios.

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

“**Acciones Serie A**” o “**Acciones**” se refieren a nuestras acciones ordinarias, Serie A, sin expresión de valor nominal.

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

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

“**ADS**” significa American Depositary Shares, por sus siglas en inglés.

“**Afiliada**” significa (i) con respecto a personas que no son personas físicas, todas las personas que directa o indirectamente a través de uno o más intermediarios, controlen, sean controlados o se encuentren bajo el control común de la primera Persona (conforme a la definición de “control” contenida en la LMV); y (ii) con respecto a personas físicas, cualquier cónyuge pasado, presente o futuro y cualesquier ascendientes o descendientes directos o indirectos, incluyendo padres, abuelos, hijos, nietos y hermanos, así como cualquier fideicomiso o convenio equivalente celebrado con el propósito de beneficiar a cualquiera de dichas personas físicas.

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

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

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

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

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

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

“**APCO Sucursal Argentina**” significa APCO Oil and Gas International, Inc. (Sucursal Argentina), (junto con APCO International y APCO Argentina, las “Entidades APCO”)

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

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

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

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

“**BCRA**” significa el Banco Central de la República Argentina.

“**bbl**” significa barriles de petróleo.

“**Bnbbbl**” significa miles de millones de barriles de petróleo.

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

“**Bncf**” significa miles de millones de pies cúbicos.

“**boe**” significa barril equivalente de petróleo, los cuales equivalen aproximadamente a 158.9873 metros cúbicos de gas natural.

“**Bolsa**” o “**BMV**” significa indistintamente, la Bolsa Mexicana de Valores, S.A.B. de C.V.

“**BP**” significa British Petroleum.

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

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

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

“**Circular Única de Emisoras**” significa las “Disposiciones de carácter general aplicables a las emisoras de valores y a otros participantes del mercado de valores” emitidas por la CNBV, publicadas en el Diario Oficial de la Federación el 19 de marzo de 2003, según las mismas han sido y sean modificadas.

“**CMNUCC**” significa la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático.

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

“**CNH**” significa la Comisión Nacional de Hidrocarburos de México.

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

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

“**Combinación Inicial de Negocios**” significa la adquisición por parte de Vista de ciertos activos de Pampa Energía S.A. y Pluspetrol Resources Corporation el 4 de abril de 2018. Para obtener más información, consulte la sección “*PRESENTACIÓN DE INFORMACIÓN – La Combinación Inicial de Negocios*” del presente reporte anual.

“**Compañía**”, “**Vista**”, “**Sociedad**” o la “**Emisora**” significa Vista Energy, S.A.B. de C.V.

“**Contrato de Suscripción Futura de Valores**” tiene el significado que se le atribuye en la sección “*PANORAMA DE LA INDUSTRIA Y REGULATORIO - Liquidez y fuentes de capital*” del presente reporte anual.

“**CO₂e**” significa Dióxido de carbono equivalente;

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

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

“**Día Hábil**” significa cualquier día del año que no sea sábado o domingo, o en el cual las instituciones bancarias de México no estén obligadas a cerrar por ley, reglamento u orden ejecutiva, de acuerdo con el calendario que al efecto publica la CNBV de tiempo en tiempo.

“**Diario Oficial de la Federación**” significa el Diario Oficial de la Federación de México.

“**Dólares**” significa dólares americanos, moneda de curso legal en los Estados Unidos de América.

“**E&P**” significa exploración y producción de petróleo y gas.

“**EBITDA**” significa utilidad neta más depreciación y amortización, impuestos a la utilidad y gasto por interés (*Earnings before Interests, Taxes, Depreciation and Amortization*, por sus siglas en inglés).

“**Ecopetrol**” significa Ecopetrol S.A., la compañía petrolera nacional de Colombia.

“**EIA**” Administración de Información Energética de los Estados Unidos (*Energy Information Administration*).

“**Emisiones de GEI**” se refiere a las emisiones de gases de efecto invernadero. Las emisiones de alcance 1 son las emisiones directas que se producen a partir de fuentes controladas por la empresa. Las emisiones de alcance 2 son emisiones indirectas de GEI asociadas a la compra o generación de electricidad.

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

“**ENARGAS**” significa el Ente Nacional Regulador del Gas en Argentina.

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

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

“**Entre Lomas**” significa las concesiones de Entre Lomas Neuquén y Entre Lomas Río Negro.

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

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

“**Estados Unidos**” o “**E.U.A.**” significan los Estados Unidos de América.

“**FCA**” significa la Autoridad de Conducta Financiera (*Financial Conduct Authority*) del Reino Unido.

“**FMI**” Fondo Monetario Internacional.

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

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

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

“**GRI**” significa la Global Reporting Initiative.

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

“**IEASA**” o “**ENARSA**” significa la empresa de energía Integración Energética Argentina, S.A., anteriormente conocida como Energía Argentina S.A.

“**INDEC**” significa el Instituto Nacional de Estadística y Censos de la República Argentina.

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

“**Instalaciones de Producción Centrales de Entre Lomas**” significa la planta de tratamiento de agua y el complejo gasero que se ubican en el bloque denominado Entre Lomas.

“**Instalaciones de Producción Centrales en Medanito**” significa la planta de tratamiento de petróleo y la planta de tratamiento de agua ubicadas en el bloque denominado 25 de Mayo-Medanito.

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

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

“**Jaguar**” significa Jaguar Exploración y Producción de Hidrocarburos 2.3, S.A.P.I. de C.V.

“**Kensington**” significa Kensington Investments B.V.

“**Ley de Soborno del Reino Unido**” significa la Ley de Soborno del Reino Unido de 2010 (United Kingdom Bribery Act 2010.)

“**LIBOR**” significa el método en el que se determina el método en el que se determina el *London Interbank Offered Rate*.

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

“**LPG**” significa gas licuado de petróleo.

“**MBA**” significa maestría en administración de negocios (*master in business administration*.)

“**Mercado Emergente**” significa la clasificación otorgada a ciertos países por Morgan Stanley Capital International, Inc.

“**México**” significa los Estados Unidos Mexicanos.

“**MM**” significa miles de millones.

“**Mboe**” significa miles de barriles equivalentes de petróleo.

“**MMbb1**” significa millones de barriles.

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

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

“**MSCI**” significa Morgan Stanley Capital International, Inc.

“**MORENA**” significa el partido electoral Movimiento Regeneración Nacional.

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

“**NGL**” significa líquidos de gas natural.

“**NIC**” significa las Normas Internacionales de Contabilidad.

“**NIIF**” significa, las Normas Internacionales de Información Financiera emitidas por el *International Accounting Standards Board* o *IAS*.

“**NIIF 16**” significa, la Norma Internacional de Información Financiera 16 Arrendamientos emitida por el *International Accounting Standards Board* o *IAS*.

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

“**NYSE**” significa, la Bolsa de Valores de Nueva York (*New York Stock Exchange*.)

“**Oferta**” u “**Oferta Global**” significa, en conjunto, la “Oferta Internacional” y la Oferta en México.

“**Oldelval**” significa el Sistema de Oleoductos del Valle S.A.

“**One Team Contracts**” significa los contratos denominados “contratos de un solo equipo” a los que hace referencia la sección “*INFORMACIÓN DE LA COMPAÑÍA – Modalidad de contratación One Team Contracts*” del presente reporte anual.

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

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

“**Pan American Energy**” significa Pan American Energy L.L.C. (Sucursal Argentina.)

“**Pantera**” significa Pantera Exploración y Producción 2.2, S.A.P.I. de C.V.

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

“**Pemex**” significa Petróleos Mexicanos.

“**Peso Argentino**” significa la moneda de curso legal en Argentina.

“**Pesos**”, “**Ps.**” o “**pesos**” significa, indistintamente, la moneda de curso legal en México.

“**Petrobras**” significa Petróleo Brasileiro S.A.

“**Petronas**” significa National Petroleum, Limited.

“**PIB**” significa el Producto Interno Bruto.

“**PIST**” significa el Punto de Ingreso al Sistema de Transporte.

“**Plan**” o “**Plan de Incentivos**” tiene el significado que se le atribuye a dicho término en la sección “ADMINISTRACIÓN Y GOBIERNO CORPORATIVO - Plan de incentivos a largo plazo”.

“**Plan Quinquenal**” significa el plan quinquenal de licitaciones para la exploración y extracción de hidrocarburos 2020-2024 de SENER.

“**Pluspetrol**” significa Pluspetrol Resources Corporation.

“**PRI**” significa el Partido Revolucionario Institucional.

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

“**Q**” significa trimestre (por su traducción al inglés, “*quarter*”). Las expresiones 1Q o Q1 refieren al primer trimestre de un año determinado, y son equivalentes a las expresiones castellanas 1T o T1, y lo mismo aplica para el segundo, tercer o cuarto trimestre de cualquier año (2Q, 3Q, 4Q, etc.)

“**REDD+**” significa Reducción de Emisiones de por Deforestación, Degradación forestal, así como el rol de conservación, manejo sustentable e incremento de las reservas forestales de carbono.

“**Régimen de Promoción de Inversión**” significa el Régimen de Promoción de Inversión para la Explotación establecido por Decreto No. 929/2013.

“**Reglamento Interno**” significa el Reglamento Interior de la BMV, incluyendo sus modificaciones, o cualquier disposición que lo sustituya.

“**Reino Unido**” significa el Reino Unido de Gran Bretaña e Irlanda del Norte.

“**Reporte de Reservas 2022**” significa, el reporte de fecha 1 de febrero de 2023 preparado por D&M, para las concesiones ubicadas en Argentina y México, incluido como Anexo “B” al presente reporte anual.

“**Reservas Probadas**” significa las cantidades de petróleo y gas natural que, mediante el análisis de datos geocientíficos y de ingeniería, pueden ser estimadas con una certeza razonable como económicamente producibles - a partir de una fecha determinada, de yacimientos conocidos, y en virtud de condiciones económicas existentes, métodos de operación y regulaciones gubernamentales - antes del momento en que los contratos que otorgan los derechos para operar expirarán, a menos que la evidencia indique que la renovación es razonablemente certera, sin importar si se utilizan métodos para la estimación de naturaleza

determinista o probabilística. El proyecto de extracción de los hidrocarburos debe haber comenzado o el operador debe estar razonablemente seguro de que el proyecto comenzará en un plazo razonable.

“Reservas Probadas Desarrolladas” significa, aquellas Reservas Probadas que se espera recuperar de pozos e instalaciones existentes.

“Reservas Probadas No Desarrolladas” significa aquellas Reservas Probadas que se espera recuperar de pozos e instalaciones futuras, incluyendo proyectos de recuperación mejorados futuros que se esperan con un alto grado de certeza en yacimientos que han mostrado previamente una respuesta favorable a proyectos de recuperación mejorados.

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

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

“ROACE” significa el rendimiento del capital promedio empleado (ROACE) como EBITDA Ajustado menos depreciaciones, agotamiento y amortizaciones, dividido por la suma de la deuda total promedio y el capital total promedio. Para efectos de esta definición, la deuda total se compone: (i) préstamos corrientes y no corrientes y; (ii) pasivo por arrendamientos corrientes y no corrientes.

“RSE” significa responsabilidad social empresarial.

“RVCP” significa Riverstone Vista Capital Partners, L.P.

“SASB” significa el Sustainability Accounting Standards Board.

“Schlumberger” significa Schlumberger Limited.

“SdE” significa la secretaría dependiente del Ministerio de Desarrollo Productivo de la República Argentina, y anteriormente llamado Ministerio de Energía y Minería de la República Argentina.

“SEDI” significa el Sistema Electrónico de Envío de Información mantenido por la BMV para efecto del envío de la información que debe ser proporcionada a la BMV.

“SENER” significa la Secretaría de Energía de México.

“Shale” significa “roca de *shale*”, que es una formación sedimentaria que contiene gas natural y/o petróleo.

“SHCP” significa la Secretaría de Hacienda y Crédito Público de México.

“Shell” significa Royal Dutch Shell PLC.

“Statoil” significa Statoil ASA.

“Tn” significa una tonelada métrica.

“Tcf” significa billones de pies cúbicos.

“TCFD” significa *Task Force on Climate-related Financial Disclosure*.

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

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

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

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

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

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

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

“**TRIR**” significa, Índice Total de Incidentes Registrables (*Total Recordable Incident Rate*), calculado como el número de incidentes registrados multiplicado por 1,000,000 y dividido por el número total de horas trabajadas.

“**UGE**” significa Unidades Generadoras de Efectivo.

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

“**Vista Argentina**” significa Vista Energy Argentina S.A.U. (anteriormente conocida como Vista Oil & Gas Argentina S.A.U y anteriormente Petrolera Entre Lomas S.A.)

“**Vista Holding I**” significa Vista Energy Holding I, S.A. de C.V. (anteriormente conocida como Vista Oil & Gas Holding I, S.A. de C.V.)

“**Vista Holding II**” significa Vista Energy Holding II, S.A. de C.V. (anteriormente conocida como Vista Oil & Gas Holding II, S.A. de C.V.)

“**Wintershall**” significa Wintershall Holding GmbH.

“**Wood Mackenzie**” significa Wood Mackenzie, Ltd.

“**WTI**” significa West Texas Intermediate.

“**YPF**” significa YPF, S.A.

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

ESTIMACIONES FUTURAS

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

Las palabras tales como “creemos”, “esperamos”, “anticipamos”, “planeamos”, “pretendemos”, “debería”, “intentamos”, “estimamos”, “futuro” y otras expresiones similares se incluyen con la intención de identificar declaraciones sobre el futuro. Las estimaciones futuras están basadas en numerosas suposiciones, incluyendo nuestras creencias, expectativas y proyecciones actuales respecto de eventos presentes y futuros, así como tendencias financieras que afectan nuestro negocio. Estas expectativas y proyecciones están sujetas a importantes riesgos e incertidumbres conocidos y desconocidos que podrían provocar que nuestros resultados actuales, desempeño o éxitos, o los resultados de la industria, difieran materialmente de cualquier resultado esperado o proyectado, o del desempeño o logros expresados o implícitos por dichas estimaciones futuras. Muchos factores importantes, adicionales a los que se discuten en este reporte anual, podrían causar que nuestros resultados, desempeño o logros reales difieran materialmente de aquéllos expresados o implícitos en nuestras estimaciones futuras. A continuación, se incluye una lista no exhaustiva de dichos factores:

- incertidumbres relacionadas con concesiones gubernamentales y permisos de exploración futuros;
- resultados desfavorables en litigios que puedan surgir en el futuro;
- condiciones políticas, económicas, sociales, demográficas y comerciales generales en Argentina, México, y otros países en los que operemos;
- el impacto de los acontecimientos políticos e incertidumbre relacionada con las condiciones políticas y económicas en Argentina, incluyendo las políticas del gobierno en Argentina;
- acontecimientos económicos o políticos significativos en México y Estados Unidos;
- incertidumbres relacionadas con los resultados de las futuras elecciones en Argentina y México;
- cambios en las leyes, normas, reglamentos e interpretaciones y su ejecución aplicable a los sectores energéticos de Argentina y México, incluyendo cambios en el entorno regulatorio en el que operamos y cambios a programas establecidos para promover inversiones en la industria energética;
- cualquier aumento inesperado en costos de financiamiento o la imposibilidad de obtener financiamiento y/o capital adicional en condiciones atractivas;
- cualquier cambio en el mercado de capitales en general que pueda afectar las políticas o actitud en Argentina y/o México, y/o en sociedades argentinas y mexicanas respecto de financiamientos otorgados a o inversiones realizadas en México y Argentina o a sociedades argentinas y mexicanas;
- multas u otras sanciones o reclamaciones de las autoridades y/o clientes;
- cualquier restricción futura a la posibilidad de cambiar Pesos mexicanos o argentinos a divisas extranjeras o de transferir fondos al extranjero;

- la revocación o modificación a nuestros contratos de concesión respectivos por parte de la autoridad que la otorgó;
- nuestra capacidad para implementar nuestros planes de inversión de capital o estrategia de negocios, incluyendo nuestra habilidad para obtener financiamiento cuando sea necesario y en términos razonables;
- intervención gubernamental, incluyendo medidas que resulten en cambios a los mercados laborales, mercados cambiarios o sistemas tributarios argentinos y mexicanos;
- tasas de inflación continuas y/o más altas y fluctuaciones en tipos de cambio, incluyendo la devaluación del peso mexicano o argentino;
- cualquier evento de fuerza mayor, o fluctuaciones o reducciones en el valor de la deuda pública argentina;
- cambios en la demanda de energía;
- incertidumbre relacionada con los efectos del brote de COVID-19 y sus diferentes variantes;
- los efectos de una pandemia o epidemia y las consiguientes restricciones reglamentarias o medidas de contención obligatorias;
- regulaciones ambientales, de salud y seguridad y estándares de la industria que se vuelvan más estrictos;
- mercado de energía, incluyendo el tiempo y alcance de cambios y volatilidad en precios de materia prima, y el impacto de cualquier reducción prolongada o importante en los precios del petróleo a partir de promedios históricos;
- cambios en la regulación en el sector energético y de petróleo y gas en Argentina y México, y en toda América Latina;
- nuestra relación con nuestros empleados y nuestra capacidad para retener a miembros clave de nuestra alta dirección y empleados técnicos clave;
- nuestra expectativa en relación con el desempeño de nuestros negocios recientemente adquiridos;
- nuestras expectativas en relación con la producción futura, costos y los precios del petróleo crudo usados en nuestras proyecciones;
- las incertidumbres inherentes a la realización de estimaciones de nuestras reservas de petróleo y gas, incluidas las reservas de petróleo y gas recientemente descubiertas;
- incremento en la competencia de mercado en los sectores energéticos en Argentina y México;
- cambios potenciales en la regulación de libre comercio como resultado de las condiciones políticas de los Estados Unidos, México y otros países latinoamericanos;
- normas medioambientales y políticas internas para alcanzar los objetivos climáticos mundiales;

- el conflicto que involucra a Rusia y Ucrania; y
- cuestiones adicionales identificadas en la sección “*FACTORES DE RIESGO*”.

Las estimaciones futuras se refieren únicamente a la fecha en la que se realizaron, y no asumimos ninguna obligación de publicar actualizaciones o revisiones de ninguna de las estimaciones futuras contenidas en el presente documento después de que hayamos distribuido este reporte anual debido a la existencia de nueva información, eventos futuros u otros factores. Debido a estas limitaciones, no se debe depositar una confianza indebida en las estimaciones futuras contenidas en este reporte anual.

RESUMEN EJECUTIVO

La información que se incluye en este resumen se refiere en su totalidad a la información pormenorizada que se refleja en el presente reporte anual y en los estados financieros que se acompañan al mismo. Salvo que expresamente se indique lo contrario, toda la información y datos son al 31 de diciembre de 2022.

Introducción

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

Acontecimientos recientes

Operación para hacer foco en activos de Vaca Muerta

El 23 de febrero de 20223, Vista anunció una transacción de dos fases (la “Transacción de Activos Convencionales”) entre Vista Argentina y Petrolera Aconcagua Energía S.A (“Aconcagua”) para incrementar el foco en sus operaciones de shale oil en Vaca Muerta y reforzar la rentabilidad para los accionistas.

Según los términos de la Transacción de Activos Convencionales, a partir del 1 de marzo de 2023:

- (i) Aconcagua se convirtió 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 TAC”). Además, Aconcagua se convirtió en el operador 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 TAC” y, conjuntamente con las Concesiones de Explotación TAC, las “Concesiones TAC”);
- (ii) Aconcagua pagará a Vista Argentina US\$26.47 millones en efectivo (US\$10.00 millones pagados el 15 de febrero de 2023, US\$10.73 millones pagaderos el 1 de marzo de 2024, US\$5.73 millones pagaderos el 1 de marzo de 2025).
- (iii) Vista Argentina retiene 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 TAC (afrontando Aconcagua todos los costos, impuestos y regalías), hasta lo que ocurra primero de (a) la fecha de cierre final el 28 de febrero de 2027 y (b) la fecha en la que Vista Argentina reciba una producción acumulada de 4 millones de barriles de petróleo crudo y 300 millones de m3 de gas natural. Por otro lado, Aconcagua tiene el derecho al 60% de la producción de crudo y gas natural de las Concesiones de Explotación TAC;

- (iv) Aconcagua pagará el 100% de la participación de Vista Argentina en los gastos de capital, gastos operativos, regalías, impuestos y cualquier otro costo asociado a las Concesiones de Explotación TAC;
- (v) Vista Argentina tendrá derecho a comprar de Aconcagua hasta el 60% de la participación de Aconcagua en el gas natural producido por las Concesiones TAC a un precio de US\$1 por millón de BTU hasta la fecha de cierre final el 28 de febrero de 2027;
- (vi) Vista Argentina 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 TAC, incluyendo un pago inicial y un compromiso de inversión, en los términos establecidos en la normativa aplicable en Argentina;
- (vii) Vista Argentina retiene el derecho a explorar y desarrollar la formación Vaca Muerta en las Concesiones de Explotación TAC, y asimismo obtener una o más concesiones no convencionales independientes y separadas para desarrollar dichos recursos;
- (viii) Vista Argentina y Aconcagua han firmado un acuerdo por el cual Vista Argentina tratará y transportará el 100% del petróleo crudo producido en las Concesiones de Explotación TAC (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);
- (ix) Vista Argentina sigue siendo el titular de las concesiones hasta a más tardar la fecha de cierre final el 28 de febrero de 2027, cuando las Concesiones TAC serán transferidas a Aconcagua, sujeto a aprobaciones provinciales.

La siguiente tabla pro forma muestra el impacto de los resultados de operación como resultado de la Transacción de Activos Convencionales, como si dicha transacción hubiere ocurrido el 1 de marzo de 2022.

	2022	Ajustes Pro Forma 2022	Pro Forma 2022
Producción (Mboe/d)	48.6	5.1	43.4 ⁽¹⁾
Reservas probadas totales, (Mmboe)	251.6	(7.5)	244.1 ⁽¹⁾
Superficie neta en Argentina (acres) al final del año	596,197	(359,200)	209,997 ⁽²⁾
Pozos netos productivos operativos en Argentina al final del año	1,144	(924)	220

⁽¹⁾ Excluye el 60% de la producción de crudo y gas natural de las Concesiones de Explotación TAC.

⁽²⁾ Excluye el 100% de la superficie de las Concesiones de Explotación TAC.

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.

Emisión de deuda

El 3 de marzo de 2023, Vista Argentina emitió (i) notas por un monto nominal de US\$118.5 millones a una tasa de interés nominal anual fija de 0%, cuyo monto principal será pagadero en su totalidad en una sola exhibición en la fecha de vencimiento, el 3 de marzo de 2027, y (ii) notas por un monto nominal de US\$16.5 millones a una tasa de interés nominal anual fija de 1%, cuyo monto principal será pagadero en su totalidad en una sola exhibición en la fecha de vencimiento, el 3 de marzo de 2028.

Ejercicio de Títulos Opcionales

El 4 de octubre de 2022, Vista celebró una asamblea de tenedores de títulos opcionales mediante la cual los tenedores de dichos títulos opcionales aprobaron ciertas modificaciones al acta de emisión de títulos opcionales y al título global de dichos títulos opcionales, propuestas por la Compañía, mediante las cuales se implementó un mecanismo de ejercicio sin pago en efectivo que daba derecho a los tenedores de los títulos opcionales, a su entera discreción o a discreción de Vista (en este último caso, con respecto a todos los títulos opcionales en circulación y sin que medie ninguna otra solicitud, notificación o comunicación requerida a o por parte de Vista), obtener una acción serie A por cada 31 Títulos Opcionales de los que era titular.

Durante el periodo comprendido entre el 10 de octubre de 2022 y el 7 de marzo de 2023, los tenedores de los títulos opcionales ejercieron 75,144,465 títulos opcionales, como resultado de dicho ejercicio, quedaron en circulación 2,424,015 acciones serie A.

El 2 de marzo de 2023, Vista concluyó el trámite ante la CNBV para actualizar la inscripción de los Títulos Opcionales de Vista en el RNV, habilitando el ejercicio automático si pago de efectivo. El 15 de marzo de 2023, por virtud de dicho ejercicio automático sin pago de efectivo, y tras la aplicación del mismo, los 24,535,535 Títulos Opcionales que se encontraban en circulación fueron ejercidos, lo cual fue equivalentes a 791,439 acciones serie A adicionales en circulación. Por virtud del ejercicio de todos los títulos opcionales (es decir, los ejercitados por los tenedores previo al ejercicio automático sin pago de efectivo, más los ejercidos conforme a dicho ejercicio automático), el número total de acciones que se pusieron en circulación fue de 3,215,454. A la fecha de este reporte anual, no hay Títulos Opcionales en circulación.

Recompra de la Serie C

El 17 de marzo de 2023, Vista concluyó una operación que resultó en la adquisición de dos acciones serie C en circulación, de conformidad con el programa de recompra de acciones autorizada por los accionistas de la Compañía, utilizando el fondo de recompra. Estas acciones serie C se encuentran actualmente en poder de la Compañía, y ningún derecho económico o corporativo podría ejercerse en relación con las mismas.

Modificación de los Estatutos Sociales de la Sociedad

En la asamblea general ordinaria y extraordinaria de accionistas celebrada el 24 de abril de 2023, los accionistas de la Sociedad aprobaron, entre otras cosas, determinadas modificaciones a los estatutos de la Sociedad con el fin de eliminar las referencias al Acuerdo de Socios Estratégicos, dado que dichas referencias ya no son aplicables.

Panorama General

Somos una compañía independiente, enfocada en el petróleo *shale* en América Latina que inició operaciones el 4 de abril de 2018, con nuestros principales activos ubicados en la Cuenca Neuquina, Argentina, Vaca Muerta, la mayor formación de petróleo y gas *shale* fuera de Norteamérica, donde poseemos aproximadamente 183,100 acres. La mayor parte de nuestra producción e ingresos, nuestras perforaciones en curso y trabajos de reacondicionamiento, reservas probadas estimadas y activos se encuentran en Argentina, incluyendo nuestros pozos de Vaca Muerta actualmente produciendo.

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

Inventario de pozos profundos, listos para perforar y de ciclo corto.

Nuestro plan de crecimiento está basado en el desarrollo de un inventario de aproximadamente 1,000 pozos en Vaca Muerta, de los cuales 550 se encuentran en Bajada del Palo Oeste, 150 en Aguada Federal, 150 en Bandurria Norte y 150 en Bajada del Palo Este, con los mayores estándares de eficiencia y seguridad. Al 31 de diciembre de 2022, habíamos conectado 60 pozos en Bajada del Palo Oeste. Además, conectamos nuestros primeros 2 pozos en Bajada del Palo Este y nuestros primeros 6 pozos en Aguada Federal. Esta actividad impulsó nuestra producción hasta 54.7 Mboe/d durante el cuarto trimestre de 2022, lo cual representó un 34% del crecimiento interanual. Nuestras reservas probadas certificadas, al 31 de diciembre de 2022, eran 251.6 MMboe. El inventario de pozos en Águila Mora será revisado al terminarse el plan piloto que actualmente estamos ejecutando.

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

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.

Balance y resultados financieros sólidos. El efectivo y los equivalentes de efectivo a finales de 2022 eran de US\$244 millones. Durante el año 2022, la ganancia neta fue de US\$269.5 millones. El EBITDA ajustado para 2022 fue de US\$764.5 millones, y el ratio de apalancamiento neto al 31 de diciembre de 2022 fue de 0.4x veces el EBTIDA ajustado.

Cultura centrada en la sostenibilidad

En Vista trabajamos con integridad, innovación y agilidad. Trabajamos en equipo para hacer las cosas bien a la primera y siempre. Desarrollamos nuestro negocio de forma sostenible, creando valor hoy y construyendo un futuro para las próximas generaciones.

Aspiramos a convertirnos en un operador de cero emisiones netas (alcance 1 y 2) en 2026, combinando (i) una reducción del 35% de nuestra huella de carbono operativa, en términos absolutos, en comparación con las emisiones de 2020, con (ii) la implementación de proyectos de soluciones basadas en la naturaleza para eliminar las emisiones restantes. Durante 2022, redujimos 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 estamos ejecutando los cuatro primeros proyectos de Soluciones Basadas en la Naturaleza.

La seguridad es uno de los pilares de nuestra empresa, y nuestro 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, tuvimos 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.

Estamos comprometidos con el desarrollo de las comunidades en las que operamos, con un modelo de negocio incluyente, y reforzando el sentido de pertenencia a través del diálogo abierto, la cooperación activa, el voluntariado y el compromiso social.

Creemos firmemente en el valor de desarrollar una cultura organizativa que promueva la diversidad, la equidad y la inclusión en cada nivel. Nos proponemos desarrollar estas capacidades en nuestros empleados y líderes a través de la ejecución de distintos proyectos e iniciativas propuestas por el programa de Diversidad, Equidad e Inclusión de Vista. En 2022, el 45% de nuestras nuevas contrataciones fueron mujeres, elevando nuestro porcentaje de mujeres empleadas en 2bps a 22%. Adicionalmente, invertimos aproximadamente US\$736,000 en desarrollo social. Nuestro objetivo es crear un entorno de trabajo en el que nuestra gente sienta que puede intercambiar ideas y opiniones, independientemente de su raza, género, nacionalidad, religión y creencias.

Estamos comprometidos con la implementación de principios transparentes y sólidos en nuestro gobierno corporativo, que fortalecen la confianza y la credibilidad con nuestros 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, nuestro Reporte de Sustentabilidad 2022 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. Somos parte de los Diez Principios de las Naciones Unidas sobre derechos humanos, trabajo, medio ambiente y prácticas en contra de la corrupción. Nuestro Consejo de Administración supervisa todas las acciones relacionadas con la sostenibilidad a través del Comité de Prácticas Societarias.

Información Corporativa

Somos una sociedad anónima bursátil de capital variable constituida conforme a las leyes de México. Nuestras oficinas principales están ubicadas en Calle Pedregal 24, piso 4, Colonia Molino del Rey, Miguel Hidalgo, Ciudad de México, México, número telefónico +52 (55) 8647-0128. Nuestra página de internet es <http://www.vistaenergy.com>. La información contenida en, o aquella a la que se tiene acceso a través de nuestra página de internet, no se incorpora por referencia y no será considerada como parte del presente reporte anual.

Resumen de la Información Financiera al 31 de diciembre de 2022

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

Comportamiento en el Mercado de Valores

Del 1 de enero de 2022 al 31 de diciembre de 2022 (i) 88,406,478 Acciones Serie A, y (ii) 99,680,000 Títulos Opcionales cotizaron en la BMV.

A continuación, se presenta un resumen de los precios de la Acción Serie A y los Títulos Opcionales en el último año, el comportamiento por trimestres en 2022, así como la evolución mensual del último bimestre del año 2022 y de los tres primeros meses transcurridos del 2023 (todas las cifras en Pesos):

Acciones Serie A

	2022
Cierre del período	\$309
Máximo	\$309
Mínimo	\$110
Volumen operado (miles de acciones)	5,350,024
Promedio del período	\$190

	3° Trimestre 2022	4° Trimestre 2022
Cierre del período	\$201	\$309
Máximo	\$208	\$309
Mínimo	\$125	\$201
Volumen operado (miles de acciones)	1,192,277	602,722
Promedio del período	\$177	\$261

	Octubre 2022	Noviembre 2022	Diciembre 2022	Enero 2023	Febrero 2023	Marzo 2023
Cierre del período	\$260	\$250	\$309	\$309	\$334	\$370
Máximo	\$267	\$276	\$309	\$320	\$345	\$370
Mínimo	\$201	\$247	\$249	\$262	\$285	\$305
Volumen operado (miles de acciones)	93,937	32,866	475,919	719,767	64,759	74,935
Promedio del período	\$244	\$264	\$276	\$301	\$323	\$336

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

Títulos Opcionales

	2022
Cierre del período	\$4
Máximo	\$5
Mínimo	\$4
Volumen operado (miles de títulos)	430,096
Promedio del período	\$5

	3° Trimestre 2022	4° Trimestre 2022
Cierre del período	\$4	\$4
Máximo	NA	NA
Mínimo	NA	NA
Volumen operado (miles de títulos)	NA	5
Promedio del periodo	NA	NA

	Octubre 2022	Noviembre 2022	Diciembre 2022	Enero 2023	Febrero 2023	Marzo 2023
Cierre del período	\$4	\$4	\$4	\$5	\$5	\$5
Máximo	NA	NA	NA	\$5	NA	NA
Mínimo	NA	NA	NA	\$5	NA	NA
Volumen operado (miles de títulos)	NA	NA	5	80,025	NA	NA
Promedio del período	NA	NA	NA	\$5	NA	NA

El 2 de marzo de 2023, Vista concluyó el trámite ante la CNBV para actualizar la inscripción de los Títulos Opcionales de Vista en el RNV. El 15 de marzo de 2023, Vista ejerció de forma automática la totalidad de los Títulos Opcionales en circulación resultando en la terminación anticipada de todos los Títulos Opcionales en circulación. Los tenedores de los Títulos Opcionales recibieron 1 acción serie A por cada 31 Títulos Opcionales de los que era titular. Los tenedores sólo recibieron acciones serie A enteras (no fracciones). Además, los tenedores de Títulos Opcionales recibieron un pago en pesos por las fracciones que poseían. A la fecha de este reporte anual, no hay Títulos Opcionales en circulación.

INFORMACIÓN FINANCIERA CONSOLIDADA

	Periodo Anual 2022-01-01 - 2022-12-31	Periodo Anual 2021-01-01 - 2021-12-31	Periodo Anual 2020-01-01 - 2020-12-31
Ingresos	1,143,820,000	652,187,000	273,938,000
Utilidad (pérdida) bruta	630,236,000	266,605,000	2,433,000
Utilidad (pérdida) de operación	529,147,000	210,553,000	(70,008,000)
Utilidad (pérdida) neta	269,535,000	50,650,000	(102,749,000)
Utilidad (pérdida) por acción básica	3.068	0.574	(1.175)
Adquisición de propiedades y equipo	479,361,000	321,286,000	153,257,000
Depreciación y amortización operativa	234,862,000	191,313,000	147,674,000
Total de activos	2,037,979,000	1,683,758,000	1,372,612,000
Total de pasivos de largo plazo	785,575,000	732,761,000	530,356,000
Rotación de cuentas por cobrar	10	12	25
Rotación de cuentas por pagar	73	68	145 ⁽¹⁾
Rotación de inventarios	9	6	4
Total de Capital contable	844,060,000	565,259,000	508,518,000
Dividendos en efectivo decretados por acción	-	-	-

(1) Al 31 de diciembre de 2021, el ratio se ve incrementado principalmente por una disminución de los gastos operativos e inversiones de capital del 2021 producto de la pandemia del COVID-19.

Información Financiera Seleccionada

En la siguiente tabla se presentan nuestros estados financieros seleccionados a partir de y para cada uno de los años del periodo de tres años que terminó el 31 de diciembre de 2022. Nuestros resultados históricos para cualquier periodo anterior no indican necesariamente los resultados que se esperan para cualquier periodo futuro.

Los estados de resultados consolidados para los años que terminaron el 31 de diciembre de 2022, 2021 y 2020 y los estados de situación financiera al 31 de diciembre de 2022, 2021 y 2020, han sido preparados de acuerdo con las NIIF emitidas por la IASB y derivan de Estados Financieros Auditados incluidos en otras partes del presente reporte anual.

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

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

	Notas	Año finalizado el 31 de diciembre de 2022	Año finalizado el 31 de diciembre de 2021	Año finalizado el 31 de diciembre de 2020
Ingreso por ventas a clientes	5	1,143,820	652,187	273,938
Costo de ventas:				
Costos de operación	6.1	(133,385)	(107,123)	(88,018)
Fluctuación del inventario de crudo	6.2	(500)	(905)	3,095
Depreciaciones, agotamiento y amortizaciones	13/14/15	(234,862)	(191,313)	(147,674)
Regalías		(144,837)	(86,241)	(38,908)
Utilidad bruta		630,236	266,605	2,433
Gastos de ventas	7	(59,904)	(42,748)	(24,023)
Gastos generales y de administración	8	(63,826)	(45,858)	(33,918)
Gastos de exploración	9	(736)	(561)	(646)
Otros ingresos operativos	10.1	26,698	23,285	5,573
Otros gastos operativos	10.2	(3,321)	(4,214)	(4,989)
Reversión / (Deterioro) de activos de larga duración	3.2.2	-	14,044	(14,438)
Utilidad / (Pérdida) de operación		529,147	210,553	(70,008)
Ingresos por intereses	11.1	809	65	822
Gastos por intereses	11.2	(28,886)	(50,660)	(47,923)
Otros ingresos financieros (gastos)	11.3	(67,556)	(7,194)	4,247
Ingresos financieros (gastos) netos		(95,633)	(57,789)	(42,854)
Utilidad / (Pérdida) antes de impuestos		433,514	152,764	(112,862)
(Gasto) Impuesto sobre la renta corriente	16	(92,089)	(62,419)	(184)

(Gasto) / Beneficio Impuesto sobre la renta diferido	16	(71,890)	(39,695)	10,297
(Gasto) / Beneficio de impuesto sobre la renta		(163,979)	(102,114)	10,113
Utilidad / (Pérdida) neta del año		269,535	50,650	(102,749)
Otros resultados integrales				
Otros resultados integrales que no podrán ser reclasificados a resultados en años posteriores				
- (Pérdida) Ganancia por remediación actuarial relacionada con beneficios a empleados	23	(4,181)	(4,513)	460
- Beneficio (Gasto) de impuesto sobre la renta diferido	16	1,463	2,048	(114)
Otros resultados integrales que no podrán ser reclasificados a resultados en años posteriores, netos de impuestos		(2,718)	(2,465)	346
Total utilidad / (pérdida) integral del año		266,817	48,185	(102,403)
Ganancia (pérdida) por				
Acción básica (en Dólares por acción)		3.068	0.574	(1.175)
Acción diluida (en Dólares por acción)		2.755	0.543	(1.175)
EBITDA Ajustado		764,540	380,107	95,607
Margen de EBITDA Ajustado		67%	58%	35%
Resultado Neto Ajustado		371,775	78,483	(115,106)
ROACE		40%	17%	(5)%

	Al 31 de diciembre de 2022	Al 31 de diciembre de 2021	Al 31 de diciembre de 2020
--	----------------------------	----------------------------	----------------------------

(en miles de US\$)

Deuda corriente y no corriente	549,332	610,973	539,786
Caja, banco e inversiones corrientes	244,385	315,013	202,947
Deuda neta	304,947	295,960	336,839

Estados de Situación Financiera

	Notas	Al 31 de diciembre de 2022	Al 31 de diciembre de 2021	Al 31 de diciembre de 2020
Activos				
Activos no corrientes				
Propiedad, planta y equipos	13	1,606,339	1,223,982	1,002,258

Crédito mercantil	14	28,288	28,416	28,484
Otros activos intangibles	14	6,792	3,878	21,081
Activos por derecho de uso	15	26,228	26,454	22,578
Inversiones en asociadas	2.4.16	6,443	2,977	-
Cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar	17	15,864	20,210	29,810
Activos por impuestos diferidos	16	335	2,771	565
Total activos no corrientes		1,690,289	1,308,688	1,104,776
Activo Circulante				
Inventarios	19	12,899	13,961	13,870
Cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar	17	90,406	46,096	51,019
Caja, bancos e inversiones corrientes	20	244,385	315,013	202,947
Total activos corrientes		347,690	375,070	267,836
Total activos		2,037,979	1,683,758	1,372,612
Capital contable y pasivos				
Capital contable				
Capital social	21.1	517,873	586,706	659,400
Otros instrumentos de capital	21.1	32,144	-	-
Reserva legal	21.2	2,603	-	-
Pagos basados en acciones		40,744	31,601	23,046
Reserva de recompra	21.2	49,465	-	-
Otros resultados integrales acumulados		(8,694)	-	-
Utilidades (pérdidas) acumuladas)		209,925	(47,072)	(170,417)
Total capital contable		844,060	565,259	508,518
Pasivos				
Pasivos no corrientes				
Pasivos por impuestos diferidos	16	243,411	175,420	135,567
Pasivos por arrendamiento	15	20,644	19,408	17,498
Provisiones	22	31,668	29,657	23,909
Préstamos	18.1	477,601	447,751	349,559
Títulos opcionales	18.3	-	2,544	362
Beneficios a empleados	23	12,251	7,822	3,461
Cuentas por pagar y otras cuentas por pagar	26	-	50,159	-
Total pasivos no corrientes		785,575	732,761	530,356
Pasivos corrientes				
Provisiones	22	2,848	2,880	2,084
Pasivos por arrendamiento	15	8,550	7,666	6,183

Préstamos	18.1	71,731	163,222	190,227
Salarios y contribuciones sociales	24	25,120	17,491	11,508
Impuesto sobre la renta	16	58,770	44,625	-
Otros impuestos y regalías	25	20,312	11,372	5,117
Cuentas por pagar y otras cuentas por pagar	26	221,013	138,482	118,619
Total pasivos corrientes		408,344	385,738	333,738
Total pasivos		1,193,919	1,118,499	864,094
Total capital contable y pasivos		2,037,979	1,683,758	1,372,612
Dividendos y Acciones	-	-	-	-
Número de acciones		88,406,480	86,629,879	87,303,464
Dividendos declarados		-	-	-
Dividendos declarados por acción		-	-	-

Tipo de Cambio

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

	Promedio ⁽¹⁾	Cierre del ejercicio
Año terminado el 31 de diciembre de 2016.....	\$18.7	\$20.7
Año terminado el 31 de diciembre de 2017.....	\$18.9	\$19.7
Año terminado el 31 de diciembre de 2018.....	\$19.2	\$19.7
Año terminado el 31 de diciembre de 2019.....	\$19.3	\$18.9
Año terminado el 31 de diciembre de 2020.....	\$21.5	\$19.9
Año terminado el 31 de diciembre de 2021.....	20.3	20.6
Año terminado el 31 de diciembre de 2022.....	20.1	19.4
Mes terminado el 31 de septiembre de 2022.....	20.1	20.3
Mes terminado el 31 de octubre de 2022.....	20.0	19.8
Mes terminado el 30 de noviembre de 2022.....	19.5	19.3
Mes terminado el 31 de diciembre de 2022.....	19.6	19.4
Mes terminado el 31 de enero de 2023.....	19.0	18.8
Mes terminado el 28 de febrero de 2023.....	18.6	18.4
Mes terminado el 31 de marzo de 2023.....	18.4	18.1

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

Fuente: Banco de México, en el Diario Oficial de la Federación

El tipo de cambio promedio es el promedio diario del tipo de cambio correspondiente a cada uno de los días comprendidos en el periodo respectivo. Todas las cifras están expresadas en Pesos

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

Vista se dedica principalmente a la exploración y producción de petróleo y gas. Nuestras operaciones de petróleo y gas generan ingresos principalmente a través de la venta de petróleo crudo, gas natural y NGL. Durante el año terminado el 31 de diciembre de 2022, las ventas de petróleo representaron el 93% de nuestro total de ingresos, en tanto que las ventas de gas natural representaron el 6% y las ventas de NGL el 1%. Durante el año terminado el 31 de diciembre de 2021, las ventas de petróleo representaron el 91% de nuestro total de ingresos, en tanto que las ventas de gas natural representaron el 8% y las ventas de NGL el 1%. Durante el año terminado el 31 de diciembre de 2020, las ventas de petróleo representaron el 86% de nuestro total de ingresos, en tanto que las ventas de gas natural representaron el 12% y las ventas de NGL el 2%. Durante los periodos de 2020, 2021 y 2022, la mayoría de nuestros ingresos se generaban en Argentina.

Nuestro negocio es inherentemente volátil debido a la influencia de factores externos, tales como la demanda interna, los precios de mercado, la disponibilidad de recursos financieros para nuestro plan de negocios y sus correspondientes costos y regulaciones gubernamentales. En consecuencia, nuestra condición financiera pasada, los resultados de operación y las tendencias indicadas por dichos resultados y condición financiera pueden no ser indicativos de las condiciones financieras actuales o futuras, los resultados de operación o las tendencias.

Vendemos nuestro petróleo y gas a muchos compradores solventes. Dado que nuestra producción se vende en el mercado de materias primas en el que tenemos acceso a varios clientes o mercados, no creemos que la pérdida de ningún cliente tenga un efecto adverso importante en nuestro negocio.

	Año terminado el 31 de diciembre de 2022	Año terminado el 31 de diciembre de 2021	Año terminado el 31 de diciembre de 2020
Volúmenes de Producción Brutos⁽¹⁾:			
Petróleo (MMbbl)	14.6	11.1	6.7
Gas (Bncf)	16.5	16.4	15.8
Líquidos del Gas Natural (MMboe)	0.2	0.2	0.2
Total (Mmboe)	17.7	14.2	9.7
Producción promedio neta (boe/d)	48,560	38,845	26,594
Precio promedio de venta efectivo⁽²⁾:			
Petróleo (US\$/bbl)	72.3	54.9	37.2
Gas (US\$/Mmbtu)	4.0	3.2	2.0
Líquidos del Gas Natural (US\$/tn)	377	312	205
Precio promedio de venta efectivo (US\$/boe)	63.7	46.0	28.1
Costo unitario promedio (US\$/boe)⁽³⁾:			
Gastos operativos	7.5	7.6	9.0
Regalías	8.2	6.1	4.0

Depreciación, deterioro y amortización	13.3	13.5	15.2
Otra información (en miles de US\$):			
Gastos operativos	133,385	107,123	88,018
Regalías	144,837	86,241	38.908
Depreciación, agotamiento y amortización	234,862	191,313	147,674

⁽¹⁾ Medido con base en nuestra participación en el negocio. No hubo producción debida a otros durante los periodos aplicables. La producción de petróleo se compone de la producción de petróleo crudo, condensado y gasolina natural. La producción de gas natural excluye el consumo de gas natural. La producción de líquidos del gas natural (NGL) comprende la producción de propano y butano (LPG) y excluye la gasolina natural.

⁽²⁾ Calculamos los costos unitarios promedio por boe dividiendo los gastos de operación, regalías o depreciación, agotamiento y amortización para el periodo correspondiente, por la producción promedio diaria multiplicada por los días de cada periodo (366 para 2020, 365 días de 2021 y 365 para 2022).

⁽³⁾ Medido con base en nuestra participación. Las regalías se aplican a la producción total de las concesiones, y se calculan aplicando la tasa de regalías aplicable a la producción, después de descontar ciertos gastos para que el valor del metro cúbico de petróleo crudo, gas natural y gas licuado a un precio de boca de pozo.

La siguiente tabla destaca algunos datos operativos hasta el final del cuarto trimestre de 2022:

	2022			
	Periodo de tres meses terminado el 31 de diciembre	Periodo de tres meses terminado el 30 de septiembre	Periodo de tres meses terminado el 30 de junio	Periodo de tres meses terminado el 31 de marzo
Precio promedio del petróleo Brent (US\$/bbl) ⁽¹⁾	88.6	97.7	112.0	97.9
Precio promedio del petróleo crudo de Medanita (US\$/bbl) ⁽²⁾	68.3	69.8	68.9	61.4
Precio promedio del gas natural (US\$/MMBtu) ⁽⁴⁾	2.77	3.55	3.32	2.65
Volúmenes de producción netos:				
Petróleo (MMbbl)	4.2	3.9	3.4	3.2
Gas Natural (Bncf)	4.40	4.29	3.83	3.95
NGL (Mmboe)	0.04	0.04	0.04	0.04
Total (Mmboe)	5.0	4.7	4.1	4.0
Precio de venta realizado promedio:				
Petróleo (US\$/bbl)	68.9	76.6	78.4	64.1
Gas Natural(US\$/MMBtu)	4.5	4.4	3.9	3.0
NGL (US\$/bbl)	354	380	414	367
Lifting cost (US\$/boe)	7.2	7.5	7.8	7.8
Número de pozos convencionales perforados.....	-	2	-	-
Número de pozos no convencionales perforados	8	9	5	7
Ingresos por contratos con clientes	308,105	333,573	294,293	207,920

(1) Fuente: Bloomberg.

(2) Petróleo liviano de la Cuenca Neuquina. Fuente: Secretaría de Gobierno de Energía de Argentina.

(3) Fuente: Secretaría de Gobierno de Energía de Argentina.

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

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

Bloque	Acres brutos	Acres netos	Participación	Operador	Reservas probadas netas al 31 de diciembre de 2022	Producción neta promedio por el año terminado el 31 de diciembre de 2022	Vencimiento de la concesión
					(MMboe)	(Mboe/d)	
Cuenca Neuquina							
Bajada del Palo Oeste ...	62,641	62,641	100%	Vista	186.4	31.4	2053
Entre Lomas Río Negro.....	83,349	83,349	100% ⁽⁶⁾	Vista	6.0	3.4	2026
Jagüel de los Machos	48,359	48,359	100% ⁽⁶⁾	Vista	2.7	2.9	2025
25 de Mayo-Medanito	32,247	32,247	100% ⁽⁶⁾	Vista	3.0	2.5	2026
Entre Lomas Neuquén	99,665	99,665	100% ⁽⁶⁾	Vista	1.5	1.5	2026
Bajada del Palo Este.....	48,853	48,853	100%	Vista	8.5	2.9	2053
Coirón							
Amargo Norte	26,598	22,508	84.6%	Vista	0.8	0.2	2037
Jarilla Quemada ⁽¹⁾ ..	47,617	47,617	100% ⁽⁶⁾	Vista	0.0	0.3	2040
Coirón							
Amargo Sur Oeste	16,440	-	- ⁽²⁾	Shell	-	-	2053
Águila Mora..	23,475	21,128	90%	Vista	-	-	2054
Charco del Palenque.....	47,963	47,963	100% ⁽⁶⁾	Vista	0.7	0.0	2034
Aguada Federal	24,058	24,058	100% ⁽³⁾	Vista	37.4	2.8	2050
Bandurria Norte	26,404	26,404	100% ⁽³⁾	Vista	-	-	2050
Cuenca del Golfo San Jorge							
Sur Río Deseado Este.....	75,604	-	- ⁽⁴⁾	Alianza Petrolera	-	-	2021
Cuenca Noroeste							
Acambuco	293,747	4,406	1.5%	Pan American Energy	0.7	0.1	2036/2040
Mexico							
CS-01.....	23,517	23,517	100% ⁽⁵⁾	Vista	4.0	0.5	2047

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

(2) Se vendió el 10% de la participación de trabajo a Shell. La fecha efectiva de la transacción fue el 1 de abril de 2021.

(3) Adquirió el 50% de la participación en las concesiones Aguada Federal y Bandurria Norte el 16 de septiembre de 2021. Adquirió una participación adicional del 50% en las concesiones Aguada Federal y Bandurria Norte el 17 de enero de 2022.

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

(5) A partir del 25 de marzo de 2021, aumentamos nuestra participación en CS-01 del 50% al 100%. A partir del 29 de abril de 2021, redujimos nuestra participación de trabajo en A-10 y TM-01 del 50% al 0%, mediante una transferencia de activos con Jaguar Exploración y Producción 2.3., S.A.P.I. de C.V. y Pantera Exploración y Producción 2.2., S.A.P.I. de C.V.

(6) 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.

Informe de créditos relevantes

Deuda

Al 31 de diciembre del 2022 teníamos una deuda financiera por un total de US\$549.3 millones.

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

El Contrato de Crédito consiste en (i) un *tranche* a cinco años que devenga intereses a tasa fija y (ii) un *tranche* que devenga intereses a tasa variable. El 19 de julio de 2018 Vista Argentina solicitó un desembolso por US\$300 millones al amparo del Contrato de Crédito. Los recursos derivados de los créditos se utilizaron para (i) liquidar íntegramente todos los préstamos bancarios, obligaciones, intereses, comisiones, costos y gastos insolutos relacionados con el contrato de crédito puente por US\$260 millones celebrado el 4 de abril de 2018 entre Vista como acreditada, Vista Argentina, Vista Holding I, APCO Argentina, APCO International y Vista Holding II como garantes, y los Acreeedores (el “Crédito Puente”); (ii) fines corporativos de carácter general; y (iii) pagar las comisiones, costos y gastos relacionados con la transacción. Vista utilizó los recursos derivados del Crédito Puente para financiar una porción de la Combinación Inicial de Negocios.

El Contrato de Crédito es una línea de crédito sin garantía real que está sujeta al pago de amortizaciones semestrales a partir del vencimiento para el periodo de 18 meses siguiente a la fecha de desembolso. El 22 de octubre de 2018 Vista Holding II se adhirió al Contrato de Crédito como garante; y el 31 de octubre de 2018 APCO Oil & Gas S.A.U., en su carácter de Compañía Sucesora de APCO International, asumió las obligaciones de esta última bajo la Garantía. De conformidad con los términos del Contrato de Crédito, Vista puede ser requerido de tiempo en tiempo para agregar subsidiarias materiales adicionales de Vista como Garantes bajo el Contrato de Crédito. Cualquiera de estos Garantes está sujeto a las obligaciones de hacer y no hacer y otras restricciones aplicables a las partes del préstamo bajo el Contrato de Crédito. Ver “-Factores de Riesgo- Nuestras obligaciones de deuda incluyen restricciones operativas y financieras, las cuales pueden impedirnos perseguir ciertas oportunidades de negocio y tomar ciertas acciones”. A la fecha del presente reporte anual, no existe ningún incumplimiento o evento de incumplimiento pendiente bajo el Contrato de Crédito.

El 10 de junio de 2019, nosotros, Vista Argentina, Vista Holding I, APCO Argentina, APCO International y Vista Holding II celebramos un primer convenio modificatorio al Contrato de Crédito (el “Primer Modificatorio”) con los Acreeedores y con Itaú Unibanco S.A., Nassau Branch, como agente administrativo. El Primer Modificatorio nos brinda a nosotros, a los demás Garantes y a Vista Argentina, entre otros, flexibilidad adicional para realizar ciertas inversiones en otros prestatarios y en terceros (sujeto a ciertos límites) y proporciona a Vista Holding I una flexibilidad adicional durante el periodo de dieciocho

meses (que termina el 19 de enero de 2020) después de la fecha del Contrato de Crédito para asegurarse de que dividendos y distribuciones a Vista y otras personas (sujeto a ciertos límites).

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

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

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

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

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

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

El 7 de mayo de 2021, Vista Argentina, nosotros, Vista Holding I y Vista Holding II celebramos una modificación del Contrato de Crédito Modificado y Reexpresado (la "Primera Modificación al Contrato de Crédito Modificado y Reexpresado") con los acreedores y con Itaú Unibanco S.A., Sucursal Nassau, como agente administrativo. La Primera Modificación al Contrato de Crédito Modificado y Reexpresado modifica, entre otras cosas, ciertas disposiciones para permitir una canasta de deuda adicional por US\$30 millones.

El 29 de junio de 2021, Vista Argentina, nosotros, Vista Holding I y Vista Holding II celebramos una modificación del Contrato de Crédito Modificado y Reexpresado (la "Segunda Modificación al Contrato de Crédito Modificado y Reexpresado") con los acreedores y con Itaú Unibanco S.A., Sucursal Nassau, como agente administrativo. La Segunda Modificación al Contrato de Crédito Modificado y Reexpresado modifica, entre otras cosas, ciertas disposiciones relacionadas con pagos adelantados obligatorios, inversiones permitidas y refinanciamiento de la deuda así como línea de negocio.

El 29 de junio de 2021, Vista Argentina celebró dos contratos de crédito bilaterales con Banco Santander Internacional, por un monto de US\$13,500,000 y US\$30,000,000, respectivamente, con garantía en efectivo sujeta a dos contratos de prenda celebrados (i) entre Vista Argentina y Banco Santander Internacional; (ii) entre Vista y Banco Santander Internacional. Los acuerdos prevén pagos de amortización el 16 de diciembre de 2021 y el 2 de julio de 2026.

El 28 de diciembre de 2021, Vista Argentina, nosotros, Vista Holding I y Vista Holding II celebramos una nueva modificación del Contrato de Crédito Modificado y Reexpresado (la "Tercera Modificación al Contrato de Crédito Modificado y Reexpresado") con los acreedores y con Itaú Unibanco S.A., Sucursal Nassau, como agente administrativo. La Tercera Modificación al Contrato de Crédito Modificado y Reexpresado modifica, entre otras cosas, ciertas disposiciones en relación con la tasa de referencia y las disposiciones sobre el uso de ganancias no restringidas y refinanciamiento de deuda permitido.

El 28 de diciembre de 2021, AFBN S.R.L. ("AFBN") suscribió el Contrato de Crédito Modificado y Reexpresado (modificado por la Tercera Modificación al Contrato de Crédito Modificado y Reexpresado) en calidad de Garante, de conformidad con un Contrato de Garantía entre AFBN e Itaú Unibanco S.A., Sucursal de Nassau, como agente administrativo del Contrato de Crédito Modificado y Reexpresado.

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 garantía en efectivo sujeta a dos contratos de prenda celebrados (i) entre Vista Argentina y Banco Santander Internacional; (ii) entre nosotros y Banco Santander Internacional con fecha 19 de enero de 2022. Los acuerdos prevén pagos de amortización el 20 de junio de 2022 y el 4 de enero de 2027.

El 5 de abril de 2022, Vista Argentina, nosotros, Vista Holding I y Vista Holding II celebramos una nueva modificación del Contrato de Crédito Modificado y Reexpresado (la "Cuarta Modificación al Contrato de Crédito Modificado y Reexpresado") con los acreedores y con Itaú Unibanco S.A., Sucursal Nassau, como agente administrativo. La Cuarta Modificación al Contrato de Crédito Modificado y Reexpresado prevé una renuncia y modificaciones relacionadas con ciertas disposiciones con el uso de inversiones permitidas.

El 17 de junio de 2022, Vista Argentina, nosotros, Vista Holding I y Vista Holding II celebramos una nueva modificación del Contrato de Crédito Modificado y Reexpresado (la "Quinta Modificación al Contrato de Crédito Modificado y Reexpresado") con los acreedores y con Itaú Unibanco S.A., Sucursal Nassau,

como agente administrativo. La Quinta Modificación al Contrato de Crédito Modificado y Reexpresado prevé la modificación de determinadas disposiciones sobre el uso de gravámenes permitidos y renuncia a ciertas disposiciones sobre el reembolso a prorrata.

El 2 de diciembre de 2022, Vista Argentina, nosotros, Vista Holding I y Vista Holding II celebramos una renuncia al Contrato de Crédito Modificado y Reexpresado (la "Renuncia al Contrato de Crédito Modificado y Reexpresado") con los acreedores y con Itaú Unibanco S.A., Sucursal Nassau, como agente administrativo. La Renuncia al Contrato de Crédito Modificado y Reexpresado prevé la renuncia a ciertas disposiciones sobre el reembolso a prorrata.

El 21 de diciembre de 2022, la nosotros, en nuestro carácter de garantes, Vista Holding II, en su carácter de deudor, y Elevate Export Finance Corp. en su carácter de creador, celebraron un contrato de crédito (el "Contrato de Crédito Elevate") por un monto aproximado de US\$9.3 millones. El Contrato de Crédito Elevate prevé pagos semestrales de amortización equivalentes a una décima parte del importe total del préstamo desembolsado y con vencimiento 54 meses después del primer pago del principal.

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

En febrero de 2020, Vista Argentina emitió un bono a 48 meses por US\$50 millones adicionales a una tasa de interés fija del 3.50% anual ("Bonos Serie III"), que el 10 de noviembre de 2022 fue parcialmente canjeado por un bono a 36 meses a una tasa de interés fija del 6.25% anual por un importe de US\$40.51 millones ("Bono Serie XIV"). Los US\$9.49 millones pendientes de los Bonos Serie III se reembolsarán de acuerdo con los términos y condiciones originales.

El 7 de agosto de 2020, Vista Argentina emitió obligaciones por un monto nominal de US\$20 millones, a una tasa de interés nominal fija anual del 0%, cuyo capital será totalmente amortizado en una sola cuota en la fecha de vencimiento, el 7 de agosto de 2023 ("Bonos Serie V").

El 4 de diciembre de 2020, Vista Argentina emitió obligaciones adicionales por US\$10 millones de relación con el Bono Serie V y también emitió obligaciones negociables por un monto nominal de US\$10 millones a una tasa de interés fija anual nominal del 3.25%, cuyo monto principal se amortizará totalmente, en una sola cuota, en la fecha de vencimiento, el 4 de diciembre de 2024. ("Bono Serie VI"). El 6 de diciembre de 2022, los Bonos Serie V se canjearon parcialmente por un bono a 42 meses con una tasa de interés fija del 0% por valor de US\$26.5 millones ("Bonos Serie XVI"). Los US\$3.4 millones pendientes de los Bonos Serie V se prepagaron el 16 de diciembre de 2022.

El 10 de marzo de 2021, Vista Argentina emitió obligaciones negociables por un importe nominal de US\$42.3 millones a un tipo de interés nominal anual fijo del 4,25%, cuyo principal se amortizará íntegramente en una única cuota en la fecha de vencimiento, el 10 de marzo de 2024 ("Bonos Serie VII"); y también emitió obligaciones negociables por un importe nominal de 9,323,430 UVA (unidades de valor adquisitivo), a un tipo de interés nominal anual fijo del 2,73%, cuyo principal se amortizará íntegramente en una única cuota en la fecha de vencimiento, el 10 de septiembre de 2024 ("Bonos Serie VIII"). El 26 de marzo de 2021, Vista Argentina emitió obligaciones negociables adicionales sobre los Bonos Serie VIII por un importe nominal de 33,966,570 UVA (unidades de valor adquisitivo).

El 18 de junio de 2021, Vista Argentina emitió obligaciones por un monto nominal de US\$38.8 millones a una tasa de interés nominal anual fija del 4%, cuyo capital será totalmente amortizado en una sola cuota en la fecha de vencimiento, el 18 de junio de 2023 ("Bonos Serie IX"); y también emitió obligaciones por un monto nominal de 39,093,997 UVA, a una tasa de interés nominal anual fija del 4%, cuyo capital será totalmente amortizado en una sola cuota en la fecha de vencimiento, el 18 de marzo de 2025 ("Bonos Serie X"). El 6 de diciembre de 2022, los Bonos Serie IX se canjearon parcialmente por Bonos Serie XVI adicionales por un total de US\$34.4 millones. Los restantes US\$4.4 millones fueron prepagados el 19 de diciembre de 2022

El 27 de agosto de 2021, Vista Argentina emitió obligaciones negociables por un monto nominal de US\$9.2 millones a una tasa de interés nominal anual fija del 3.48%, cuyo capital se amortizará totalmente en una sola cuota en la fecha de vencimiento, el 27 de agosto de 2025 ("Bonos Serie XI"); y también emitió obligaciones negociables por un monto nominal de US\$100.8 millones a una tasa de interés nominal anual fija del 5.85%, cuyo capital se amortizará en quince cuotas semestrales desde el 27 de agosto de 2024 hasta la fecha de vencimiento, el 27 de agosto de 2031 ("Bonos Serie XII").

El 16 de junio de 2022, Vista Argentina emitió bonos por un monto nominal de US\$43.5 millones a una tasa de interés nominal anual fija del 6%, cuyo capital será amortizado en su totalidad en un sólo pago en la fecha de vencimiento el 8 de agosto de 2024 ("Bonos Serie XIII").

El 6 de diciembre de 2022, Vista Argentina emitió notas por un importe nominal de US\$13.5 millones a una tasa de interés fija nominal anual del 4%, cuyo principal será amortizado en su totalidad en una sola exhibición en la fecha de vencimiento, es decir, el 20 de enero de 2025 ("Bonos Serie XV"), y también emitió notas por un importe nominal de US\$39 millones a una tasa de interés fija del 0% anual cuyo principal será amortizado en su totalidad en una sola exhibición en la fecha de vencimiento, es decir, el 6 de diciembre de 2026 ("Bonos Serie XVII").

El 3 de marzo de 2023, Vista Argentina emitió notas por un importe nominal de US\$118.5 millones a una tasa de interés fija nominal anual del 0%, cuyo principal será amortizado en su totalidad en una sola exhibición en la fecha de vencimiento, es decir, el 3 de marzo de 2027 ("Bonos Serie XVIII"), y también emitió notas por un importe nominal de US\$16.5 millones a una tasa de interés fija del 1% anual cuyo principal será amortizado en su totalidad en una sola exhibición en la fecha de vencimiento, es decir, el 3 de marzo de 2028 ("Bonos Serie XIX").

El 16 de septiembre de 2021, Vista Argentina y Vista Energy, como deudores, celebraron un contrato con ConocoPhillips, como acreedor, mediante el cual el acreedor ofreció a los deudores una línea de crédito por 5 años para realizar desembolsos de hasta US\$25 millones. El 13 de enero de 2022, Vista Argentina solicitó un desembolso de crédito por un monto equivalente a US\$25 millones bajo esta línea de crédito.

A la fecha del presente reporte anual, estamos al corriente en el pago del capital e intereses, de los citados créditos, según resulte aplicable.

Otras obligaciones contractuales

Al 31 de diciembre de 2022, la Compañía también tiene otros compromisos y obligaciones contractuales como se indica a continuación:

Pagos adeudados por periodo

	Total	Corto plazo (menos de 1 año)	Largo plazo (más de 1 año)
(en miles de Dólares)			
Plan de beneficios para empleados	11,812	1,204	10,608
Contratos de arrendamiento	44,722	10,460	34,262
Total	56,534	11,664	44,870

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

(i) Resultados de la operación

- Las reservas probadas totales al 31 de diciembre de 2022 alcanzaron 251.6 MMboe, un incremento de 39% comparado con 181.6 MMboe al 31 de diciembre de 2021. El incremento fue impulsado principalmente por el sólido desempeño en Bajada del Palo Oeste y Aguada Federal. El índice de remplazo de reservas probadas fue de 495%, mientras que el índice de remplazo de reservas probadas de petróleo fue de 515%.
- Durante el año 2022, la producción total fue de 48,560 boe/d, la cual estuvo compuesta por 40,078 bbl/d de petróleo, representando el 83% de la producción total, 1.28 MMm³/d de gas natural, representando el 16% de la producción total, y 450 boe/d de NGL, representando el 1% restante. La producción total de 2022 fue 25% mayor a la de 2021. Vista exportó 6,567.4 Mbbl de petróleo (representando el 44% del volumen vendido), un incremento interanual de 115%.
- 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 34,671 boe/d.
- Durante 2022, el precio promedio realizado del crudo fue de US\$72.3/bbl, un 32% mayor que durante 2021. El precio realizado del gas natural durante 2022 fue de US\$4.0/MMBtu, un 25% mayor que durante 2021.
- Los ingresos totales durante 2022 fueron de US\$1,143.8MM, un aumento del 75% comparado con US\$652.2MM durante 2021. El aumento fue impulsado principalmente por el incremento en la producción y mayores precios realizados. Los ingresos por exportaciones durante 2022 fueron de US\$574.7MM, un 216% mayor que durante 2021.
- El *lifting cost* por boe fue de US\$7.5/boe durante 2022, por debajo del *lifting cost* por boe de US\$7.6/boe durante 2021, reflejando la implementación de iniciativas de ahorro de costos y la dilución de costos fijos mediante la producción incremental.

- El EBITDA ajustado para 2022 fue de US\$764.5MM, resultando en un margen de EBITDA ajustado de 67%. Este valor representa un aumento del 101% comparado con el EBITDA ajustado de US\$380.1MM durante 2021, impulsado por el aumento en los ingresos totales frente al menor costo operativo por boe.
- La utilidad neta ajustada de 2022 fue US\$371.8MM, comparada con una pérdida neta ajustada de US\$78.5MM en 2021, mayormente impulsada por un mayor EBITDA ajustado y parcialmente contrarrestado por mayores depreciaciones, agotamiento y amortizaciones, y un mayor impuesto sobre la renta corriente. El EPS ajustado de 2022 fue US\$4.23/acción, comparado con US\$0.89/acción en 2021.
- Las inversiones totales en 2022 fueron US\$540.0MM, de los cuales aproximadamente US\$361.6MM se invirtieron en los desarrollos *shale* de la Compañía, US\$106.7MM en instalaciones, US\$59.2MM en estudios de G&G, proyectos de IT y otras inversiones de infraestructura, y US\$12.5MM en el desarrollo de bloques convencionales.
- La posición de caja al cierre de 2022 fue de US\$244.4MM. La deuda financiera bruta alcanzó US\$549.3MM al final del año, resultando en una deuda neta de US\$304.9MM y un índice de apalancamiento neto de 0.4x EBITDA ajustado.

(ii) Situación financiera, liquidez y fuentes de capital

Recursos de capital

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

Vista se dedica principalmente a la exploración y producción de petróleo y gas. Nuestras operaciones de petróleo y gas generan ingresos principalmente a través de la venta de petróleo crudo, gas natural y NGL. Durante el año terminado el 31 de diciembre de 2022, las ventas de petróleo representaron el 93% de nuestro total de ingresos, en tanto que las ventas de gas natural representaron el 6% y las ventas de NGL el 1%. Durante el año terminado el 31 de diciembre de 2021, las ventas de petróleo representaron el 91% de nuestro total de ingresos, en tanto que las ventas de gas natural representaron el 8% y las ventas de NGL el 1%. Durante el año terminado el 31 de diciembre de 2020, las ventas de petróleo representaron el 86% de nuestro total de ingresos, en tanto que las ventas de gas natural representaron el 12% y las ventas de NGL el 2%. Durante los periodos de 2020, 2021 y 2022, la mayoría de nuestros ingresos se generaban en Argentina. Nuestro negocio es inherentemente volátil debido a la influencia de factores externos, tales como la demanda interna, los precios de mercado, la disponibilidad de recursos financieros para nuestro plan de negocios y sus correspondientes costos y regulaciones gubernamentales. En consecuencia, nuestra condición financiera pasada, los resultados de operación y las tendencias indicadas

por dichos resultados y condición financiera pueden no ser indicativos de las condiciones financieras actuales o futuras, los resultados de operación o las tendencias.

Vendemos nuestro petróleo y gas a muchos compradores solventes. Dado que nuestra producción se vende en el mercado de materias primas en el que tenemos acceso a varios clientes o mercados, no creemos que la pérdida de ningún cliente tenga un efecto adverso importante en nuestro negocio.

Situación financiera y liquidez:

Nuestra situación financiera y nuestra liquidez están y seguirán estando influenciadas por diversos factores, incluyendo:

- los cambios en los precios del petróleo, el gas natural y el NGL, así como nuestra capacidad para generar flujos de caja a través de nuestras operaciones;
- nuestros requerimientos de inversión de capital; y
- nuestro nivel de deuda insoluble y los intereses que estamos obligados a pagar sobre dicha deuda.

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

Al 31 de diciembre de 2020, el saldo de efectivo y equivalentes de efectivo de la Compañía era de US\$202.9 millones y la deuda financiera era de US\$539.8 millones.

Al 31 de diciembre de 2021, el saldo de efectivo y equivalentes de efectivo de la Compañía era de US\$315.0 millones y la deuda financiera era de US\$611.0 millones.

Al 31 de diciembre de 2022, el saldo de efectivo y equivalentes de efectivo de la Compañía era de US\$244.4 millones y la deuda financiera era de US\$549.3 millones. Creemos que, nuestra sólida posición financiera nos permitirá continuar con el desarrollo de nuestra superficie no convencional, aún en tiempos de incertidumbre.

Adicionalmente, nuestras políticas internas en relación con la tesorería de la Compañía consisten en que el consejo de administración es el responsable de determinar nuestra estrategia financiera, incluyendo la política de dividendos, inversión de nuestros recursos, las estrategias de flujo de efectivo y capital de trabajo, fusiones y adquisiciones, emisiones de deuda y capital, recompra de acciones, estrategias de derivados, compra y arrendamiento de activos y endeudamiento de la Compañía, entre otras.

(iii) Control interno

Controles y procedimientos de divulgación

Hemos evaluado, con la participación de nuestro Director General y el Director Financiero, la eficacia del diseño y el funcionamiento de los controles y procedimientos de divulgación de la Compañía, al 31 de diciembre de 2022.

Existen limitaciones inherentes a la eficacia de cualquier sistema de controles y procedimientos de divulgación, incluida la posibilidad de errores humanos y la evasión o la anulación de los controles y procedimientos. En consecuencia, incluso los controles y procedimientos de divulgación de información

eficaces sólo pueden ofrecer garantías razonables de que se lograrán sus objetivos de control. Con base en nuestra evaluación, concluimos, con la participación de nuestro Director General y Director Financiero, que al 31 de diciembre de 2022, nuestros controles y procedimientos de divulgación eran efectivos para proporcionar una garantía razonable de que la información que requiere ser divulgada en nuestros informes o que remitimos se registra, procesa, resume e informa, dentro de los plazos especificados en las normas aplicables y que dicha información se comunica a nuestra administración, incluidos nuestro Director General y nuestro Director Financiero, según sea aplicable, para permitir la adopción de decisiones oportunas en relación con la divulgación requerida.

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

Nuestra administración es responsable de establecer y mantener un control interno adecuado sobre los informes financieros según lo definido en las Reglas 13a-15(f) y 15(d)-15(f) bajo la Ley de Bolsa de Valores de 1934. Nuestro control interno sobre los informes financieros es un proceso diseñado bajo la supervisión de nuestro Director Ejecutivo y Director Financiero, y supervisado por nuestro consejo de administración, administración y otro personal, para proporcionar una garantía razonable con respecto a la fiabilidad de los informes financieros y la preparación de nuestros estados financieros con fines de presentación de informes externos de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera (“NIIF”) emitidas por la Junta de Normas Internacionales de Contabilidad, e incluye aquellas políticas y procedimientos que: i) se refieren al mantenimiento de registros que, con razonable detalle, reflejan precisa y justamente las transacciones y disposiciones de nuestros activos; ii) proporcionar una garantía razonable de que las transacciones se registran según sea necesario para permitir la preparación de estados financieros de acuerdo con las NIIF, y que los recibos y gastos se están haciendo sólo de acuerdo con la autorización de nuestra administración y directores; y iii) proporcionar garantías razonables con respecto a la prevención o detección oportuna de la adquisición, uso o disposición no autorizados de nuestros activos que podrían tener un efecto material en nuestros estados financieros.

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

Para el año terminado el 31 de diciembre de 2022, nuestra dirección llevó a cabo una evaluación de la eficacia de nuestro control interno sobre los informes financieros de acuerdo con los criterios establecidos en la publicación “Control Interno – Marco Integrado (2013)”, emitida por el Comité de organizaciones patrocinadoras de la Comisión Treadway, así como las reglas establecidas por la SEC en su Regla Final “Informe de gestión sobre el control interno sobre la información financiera y certificación de la divulgación en los informes periódicos de la Ley de Intercambio”.

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

Certificación de la empresa de contabilidad registrada

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

Cambios en el control interno de la presentación de información financiera

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

Durante el año 2022, la Compañía ha realizado los controles claves relacionados de las normas específicas de la Ley Sarbanes-Oxley ("SOX"), los cuales fueron satisfactorios.

Estimaciones, provisiones o reservas contables críticas

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

En el caso de aquellas provisiones en donde el efecto del valor temporal del dinero es significativo, tal es el caso de las correspondientes a taponamiento y abandono de pozos, así como remediación ambiental, los montos de dichas provisiones se determinan como el valor presente de la salida esperada de recursos para liquidar la obligación. Las provisiones se descuentan utilizando una tasa antes de impuestos que refleja las condiciones actuales del mercado a la fecha del estado de situación financiera y, en su caso, los riesgos específicos del pasivo. Cuando se utiliza el descuento, el incremento en la provisión por el paso del tiempo se reconoce como un costo financiero, en el estado de resultados y otros resultados integrales consolidados.

Las siguientes son las provisiones que se reconocen:

(i) Provisión para contingencias: Las provisiones se miden al valor actual de los gastos que se espera se requieran para cancelar la obligación presente, teniendo en cuenta la mejor información disponible a la fecha de los estados financieros en función de los supuestos y métodos que se consideren adecuados y teniendo en cuenta la opinión de los asesores legales de la Compañía. A medida que la información adicional está a disposición de la Compañía, las estimaciones se revisan y ajustan periódicamente.

(ii) Provisión para taponamiento y abandono de pozos: La Compañía reconoce una provisión para taponamiento y abandono de pozos cuando existe una obligación legal o implícita como resultado de eventos pasados; es probable que se requiera una salida de fondos para liquidar la obligación y existe una estimación confiable del monto que se deba desembolsar.

(iii) Provisión para remediación ambiental: La provisión para remediación ambiental se reconoce cuando es probable que se lleve a cabo una remediación en los suelos y los costos se puedan estimar de manera confiable. En general, el momento de reconocimiento de estas disposiciones coincide con el compromiso de un plan de acción formal o, si es anterior, en el momento de la desinversión o el cierre de los sitios inactivos.

FACTORES DE RIESGO

Usted debe considerar cuidadosamente los siguientes factores de riesgo al evaluarnos a nosotros y a nuestro negocio antes de invertir en Vista. En este sentido, debe considerar los riesgos relacionados con una inversión en empresas que operan en Argentina, México y, en general, América Latina, para las cuales hemos incluido información en esta sección de factores de riesgo; en el entendido que dicha información se encuentra disponible públicamente. En general, la inversión en valores de emisoras cuyas operaciones están localizadas en países de mercados emergentes como México y mercados “stand-alone” como Argentina implica un mayor grado de riesgo que la inversión en valores de emisoras cuyas operaciones están localizadas en Estados Unidos u otros países con economías más desarrolladas. Si alguno de los riesgos discutidos en este reporte anual se materializara realmente, solo o junto con riesgos e incertidumbres adicionales que actualmente no conocemos, o que actualmente no consideramos materiales, nuestro negocio, condición financiera, resultados de operación y perspectivas podrían verse afectados materialmente de manera adversa. Si esto sucediera, el valor de nuestras Acciones Serie A o de los ADS podría disminuir, y usted podría perder toda o parte de su inversión. Al determinar si desea invertir, también debe referirse a la otra información contenida en este reporte anual, incluyendo los Estados Financieros Auditados y las notas relacionadas con los mismos. Nuestros resultados reales podrían diferir materialmente y de manera adversa de los anticipados en este reporte anual.

Riesgos relacionados con nuestro negocio e industria

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

Las actividades de exploración y perforación (“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 perforación, terminación, 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 carreteros, cumplimiento de las regulaciones gubernamentales (incluyendo cualquier retraso en la obtención de los permisos necesarios), incendios, explosiones, estallidos, fallas en tuberías, formaciones presurizadas anormalmente, cuellos de botella en las cadenas de suministro, restricciones de movilidad general y reducción en la demanda de hidrocarburos ocasionados por pandemias, tales como el COVID-19 y riesgos medioambientales, tales como derrames de petróleo, fugas de gas, rupturas o descargas de gases tóxicos o desastres naturales que nos pudieran impedir el acceso a los yacimientos. 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 regulación de los precios internacionales y nacionales de petróleo. Además, las limitaciones en los precios locales de nuestros productos en Argentina pueden afectar negativamente nuestros resultados de operación

La mayor parte de nuestros ingresos en Argentina y México proceden de las ventas de petróleo y gas natural. Durante 2022, 44% de nuestros volúmenes de producción de petróleo fueron exportados, y esperamos seguir exportando una parte sustancial de nuestros volúmenes en el futuro. Por lo tanto, estamos expuestos al riesgo de precios tanto en el mercado internacional como en el nacional, especialmente el mercado interno argentino.

Los precios internacionales y nacionales del petróleo y del gas han fluctuado significativamente en los últimos años y es probable que sigan fluctuando en el futuro. Los factores que afectan a los precios internacionales del petróleo crudo son: los acontecimientos políticos en las regiones productoras de crudo, especialmente en Oriente Medio, el conflicto que involucra a Rusia y Ucrania, la capacidad de la OPEP y de otras naciones productoras de crudo para fijar y mantener los niveles de producción y los precios del crudo; las condiciones macroeconómicas, incluida la inflación; la oferta y la demanda mundial y regional de crudo, gas y productos relacionados; la inversión en nuevos proyectos para traer nuevos volúmenes de producción de petróleo al mercado; las interrupciones de la cadena de suministro mundial y los cuellos de botella en el transporte, la competencia de otras fuentes de energía, los efectos de una pandemia (tales como COVID-19) o epidemia y cualquier restricción normativa obligatoria posterior o las medidas de contención de las normativas gubernamentales nacionales y extranjeras, las condiciones meteorológicas y los conflictos mundiales y locales, guerras o los actos de terrorismo. No podemos predecir cómo influirán estos factores en los precios del petróleo y de los productos petrolíferos relacionados y no tenemos ningún control sobre ellos. La volatilidad de los precios limita la capacidad de los participantes en el sector para adoptar decisiones de inversión a largo plazo, dado que el rendimiento de las inversiones se vuelve imprevisible.

En segundo lugar, el precio interno del petróleo crudo ha fluctuado en el pasado en Argentina y México no sólo debido a los precios internacionales y a los riesgos mencionados anteriormente, sino también a las disposiciones fiscales locales, regulaciones que afectan la comercialización en los mercados nacionales y de exportación, a las condiciones macroeconómicas, el impacto de una pandemia en la actividad económica general y por lo tanto en la demanda de petróleo y a los márgenes de refinamiento.

El precio nacional del crudo también está sujeto a limitaciones de precios locales impuestas por los gobiernos argentino y mexicano. 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 y el precio de paridad de exportación fue aproximadamente \$92.7/bbl en promedio, pero nuestro precio medio de realización en el mercado doméstico fue de \$62.9/bbl, lo que implica un descuento con respecto a la paridad de exportación del 32%. Este desacoplamiento afectó a la mayoría o a todos los productores de Argentina, generando menores ingresos que si el precio medio del crudo en el mercado doméstico hubiera cotizado con un menor descuento respecto al Brent. La determinación por parte de los gobiernos argentino y mexicano de fijar, o intervenir indirectamente para generar precios locales del crudo por debajo de la paridad de exportación, podría tener un efecto adverso sobre nuestros resultados de explotación, situación financiera y flujos de caja. En el caso de que los precios locales se reduzcan a través de cualquiera de los factores descritos anteriormente, que no podemos controlar, podría afectar al rendimiento económico de nuestros proyectos actuales y futuros, generando una pérdida de reservas como resultado de los cambios en nuestros planes de desarrollo, nuestras estimaciones, y, en consecuencia, afectar al valor de recuperación de determinados activos.

Un descenso de los precios realizados del crudo durante un período prolongado (o si los precios de determinados productos no consiguen seguir el ritmo de los aumentos de costos) podría afectar negativamente a la viabilidad económica de nuestros proyectos de perforación y, en consecuencia, a nuestra capacidad para cumplir nuestros objetivos financieros y de operación. Estos descensos de precios podrían dar lugar a cambios en nuestros planes de desarrollo, a una reducción de los gastos de capital, a que nuestros socios de las empresas conjuntas no aprueben los proyectos de inversión, a una pérdida de reservas probadas desarrolladas y de reservas probadas no desarrolladas, a un efecto adverso sobre nuestra capacidad de mejorar nuestras tasas de recuperación de hidrocarburos, de encontrar nuevas reservas, de desarrollar recursos no convencionales y de llevar a cabo algunos de nuestros otros planes de

gastos de capital, cumplir con nuestros objetivos a largo plazo, y servir nuestra deuda financiera. Un descenso en los precios realizados del crudo también podría provocar un deterioro en nuestras razones de cobertura financiera y nos obligaría a incumplir con los compromisos financieros acordados en el Contrato de Crédito. No podemos predecir si las consecuencias potenciales de tales acciones podrían afectar a nuestro negocio, repercutir en nuestra producción o afectar a nuestra situación financiera y a los resultados de las operaciones, ni en qué medida.

Nuestra actividad podría verse afectada negativamente por una disminución de las condiciones económicas generales o un debilitamiento de la industria energética en general, y la inflación podría afectar negativamente nuestra posición financiera y a nuestros resultados operativos.

Una desaceleración o recesión económica prolongada, los acontecimientos adversos relacionados con la industria energética o las condiciones y factores económicos regionales, nacionales o mundiales, en particular una desaceleración en la industria de E&P, podrían afectar negativamente nuestras operaciones y, por tanto, nuestros resultados. Los riesgos asociados a nuestro negocio son más agudos durante los periodos de desaceleración o recesión económica, ya que dichos periodos pueden ir acompañados de una disminución en la demanda de petróleo y gas natural, y un descenso de los precios del petróleo y el gas natural.

Las presiones sobre la cadena de suministro en la producción, el comercio y la logística mundiales, derivadas de la pandemia COVID-19 y el posterior fuerte repunte de la demanda, han alimentado la inflación de los precios en varios sectores, como la energía y otras materias primas. Los factores inflacionarios, como el aumento de los costos laborales, los costos de los materiales y los gastos generales, también pueden afectar negativamente nuestra posición financiera y nuestros resultados operativos. En 2022, nos enfrentamos y seguimos enfrentándonos a, entre otros efectos, la inflación de los costos tanto de la mano de obra como de los materiales, impulsada por la apreciación del Peso Argentino en términos reales, la inflación general que impacta en la fórmula de precios de los diferentes servicios, y el resultado de los convenios colectivos de trabajo del personal sindicalizado de nuestra empresa y de los contratistas, que podrían contrarrestar cualquier aumento de precios de nuestros productos y servicios.

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

La demanda de nuestros productos de petróleo y gas natural está muy influenciada por la actividad económica y el crecimiento en Argentina, México y a nivel mundial. 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, recientemente se ha contraído considerablemente (en parte, debido a la pandemia de COVID-19) y está sujeta a volatilidad en el futuro. La demanda de subproductos del petróleo crudo, como la gasolina, también puede contraerse bajo ciertas condiciones, particularmente durante las crisis económicas o debido a los cambios en las preferencias de los consumidores a raíz de la transición energética en curso.

Una contracción de la demanda de nuestros productos afectaría negativamente nuestros ingresos, causando pérdidas económicas a nuestra Compañía. Adicionalmente, una mayor contracción de la demanda y de los precios de nuestros productos puede afectar a la valoración de nuestras reservas y, en periodos de precios bajos de nuestros *commodities*, podríamos reducir la producción y los gastos de capital

o podríamos aplazar o retrasar la perforación de pozos debido a la menor generación de efectivo. Un desempeño económico sostenidamente pobre podría eventualmente afectar nuestra capacidad para pagar nuestra 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 Crédito. Una contracción en la demanda de petróleo crudo también podría afectarnos financieramente, incluyendo nuestra posibilidad de pagar a nuestros proveedores por sus servicios, lo que podría, a su vez, conducir a más problemas operativos.

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, condición financiera y resultados de 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.

Asimismo, 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. 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 y México, sin acceso al suministro de energía. También podría dar lugar a una nueva regulación por parte de los gobiernos argentino y/o mexicano para desvincular aún más los precios nacionales de la energía de los internacionales, o restringir las exportaciones relacionadas con la energía, desde Argentina o México, 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.

Nos vemos beneficiados por los subsidios a los productores de gas natural que 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. Para más información, favor de referirse a las secciones “*PANORAMA DE LA INDUSTRIA Y REGULATORIO – Marco regulatorio del petróleo y gas en Argentina – Certificación de Reservas y Recursos en Argentina*” de este reporte anual. El 15 de diciembre de 2020, la SdE 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 Dólares 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 SdE 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.

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 a largo plazo.

La industria del petróleo y el gas es una industria que requiere mucho capital. Realizamos y esperamos continuar realizando importantes inversiones de capital relacionadas con desarrollo y adquisición de recursos de petróleo y gas, con el fin de mantener o incrementar el monto de nuestras reservas de hidrocarburos, y producción.

Hemos financiado, y esperamos seguir financiando, nuestros gastos de capital con efectivo generado por las operaciones existentes, deuda 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. En dicho caso no podemos garantizar que podremos mantener nuestros niveles actuales de producción, generar suficiente flujo de caja o que tendremos acceso a suficientes préstamos u otras alternativas de financiamiento para continuar con nuestras actividades de exploración, explotación y producción en los niveles actuales o superiores.

Además, la contratación de deuda adicional requeriría que una porción de nuestro flujo de caja proveniente de las operaciones sea utilizada para el pago de intereses y capital de nuestra deuda, reduciendo así nuestra capacidad de utilizar el flujo de caja proveniente de las operaciones para financiar capital de trabajo, gastos de capital y adquisiciones. El monto real y la ejecución de nuestros futuros gastos de capital pueden diferir considerablemente de nuestras estimaciones como resultado de diversos factores. 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, es posible que tengamos una capacidad limitada para obtener el capital necesario para mantener nuestras operaciones a los niveles actuales. Si se necesita capital adicional, es posible que no podamos obtener financiamiento de deuda o capital en condiciones aceptables para nosotros. Si el flujo de caja generado por nuestras operaciones no es suficiente para cumplir con nuestros requerimientos de capital, la falta de obtención de financiamiento adicional podría resultar en una reducción de nuestras operaciones relacionadas con el desarrollo de nuestras propiedades. Esto, a su vez, podría conducir a una disminución en la producción, y podría afectar materialmente y de manera adversa nuestro negocio, nuestra situación financiera y los resultados de operación, y el valor de mercado de nuestras Acciones Serie A o ADS podría disminuir.

Es posible que no podamos adquirir, desarrollar o explotar nuevas reservas, lo que podría disminuir el volumen de nuestras reservas con el tiempo, y a su vez, afectar negativamente a nuestra situación financiera y a nuestros resultados de explotación.

La producción de yacimientos de petróleo y gas disminuye a medida que se agotan las reservas dependiendo de las características del yacimiento. Además, la cantidad disponible de reservas disminuye a medida que las reservas se producen y consumen. Por lo tanto, nuestros resultados de operación dependen en gran medida de nuestra capacidad para producir petróleo y gas a partir de las reservas existentes, para descubrir reservas adicionales de petróleo y gas, y para explotar económicamente el petróleo y el gas de estas reservas. A menos que tengamos éxito en la exploración de las reservas de petróleo y gas y en su desarrollo, en sustitución de nuestras reservas de petróleo y gas existentes o en la adquisición de nuevas reservas, la producción de petróleo y gas y el volumen de nuestras reservas disminuirá con el tiempo. Aunque disponemos de informes geológicos que evalúan ciertas reservas probadas, contingentes y prospectivas en nuestros bloques, no hay ninguna garantía de que sigamos teniendo éxito en la exploración, delineación, desarrollo y comercialización 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 beneficios después de cubrir los costos de perforación y otros costos operativos. La construcción de un pozo no asegura la rentabilidad de la inversión ni la recuperación de los costos de perforación, terminación y explotación. El descenso de los precios del petróleo y del gas natural también podría afectar a nuestro crecimiento, incluidas las adquisiciones futuras y pendientes.

Es posible que no podamos identificar yacimientos comercialmente explotables o implementar nuestro programa de inversión de capital para completar o producir más reservas de petróleo y gas, y los pozos que planeamos perforar pueden no resultar en el descubrimiento o producción de petróleo o gas natural. Si no podemos reemplazar nuestra producción con nuevas reservas o adquirir nuevas reservas, nuestras reservas disminuirá y nuestra condición financiera, los resultados de operación, el flujo de caja y el valor de mercado de nuestras Acciones Serie A y ADS podrían verse afectados negativamente.

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

Nuestras reservas de petróleo y gas son estimaciones que se basan en ciertos supuestos que podrían ser imprecisos. 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 son interpretadas. La precisión de las estimaciones de las reservas probadas depende de una serie de factores, muchos de los cuales están fuera de nuestro control y, con el tiempo, están sujetos a cambios.

Adicionalmente, la ingeniería de reservorios es un proceso subjetivo para estimar las acumulaciones de petróleo y gas que no se pueden medir con precisión, y las estimaciones de distintos ingenieros de reservorios 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, pero sin limitar a 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, entre otros), 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. Cualquier revisión a la baja en nuestras cantidades estimadas de Reservas Probadas podría tener un impacto adverso en nuestra condición financiera y en los resultados de operación y, en última instancia, tener un efecto material adverso en el valor de mercado de nuestras Acciones Serie A o ADS. Además, la estimación de las “reservas probadas de petróleo y gas natural” basada en la Resolución No. 324/2006 de la SdE y en la Resolución No. 69-E/2016 de la Secretaría de Recursos Hidrocarburíferos puede diferir de los estándares exigidos por la normativa de la SEC.

Como resultado, los estimados de reservas podría ser materialmente diferentes De los montos que se extraen finalmente, y si dichos montos son significativamente menores que los estimados iniciales de reservas, podría resultar en un efecto material adverso en nuestro desempeño financiero, resultados operativos y el valor de mercado de nuestras Acciones Serie A y ADS. Véase “*PANORAMA DE LA INDUSTRIA Y REGULATORIO – Marco regulatorio del petróleo y gas en Argentina – Certificación de Reservas y Recursos en Argentina.*”

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

Una parte importante de nuestros ingresos depende de nuestras instalaciones de superficie que son clave para producir, transportar, tratar e inyectar el petróleo y el gas en la infraestructura de transporte para su venta. Si bien creemos que mantenemos una cobertura de seguro adecuada y medidas de seguridad apropiadas con respecto a dichas instalaciones, cualquier daño material, accidente en 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.

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. Normalmente, el petróleo se transporta por oleoductos y camiones cisterna hasta las refinerías, y el gas suele transportarse por gasoducto hasta los clientes. La falta de infraestructura de almacenamiento o cargamento de petróleo, así como la falta de buques para el transporte marítimo de petróleo, pueden afectar negativamente a nuestra situación financiera y a los resultados de las operaciones, puede afectar adversamente nuestra condición financiera y los resultados de las operaciones. La falta de infraestructuras de transporte de gas también puede afectar negativamente a nuestra situación financiera y a 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 la provincia sur de Buenos Aires, desde donde se envía a refinerías o a instalaciones portuarias en Puerto Rosales para su exportación. El oleoducto

existente de Oldelval 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 capacidad máxima. Aunque Oldelval y Oiltanking Ebytem están ejecutando proyectos para ampliar su capacidad, 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 nuestros activos, lo que podría afectar negativamente nuestra condición financiera y los resultados de nuestras operaciones.

Los cambios en el entorno económico, normativo, empresarial o político de Argentina, México u otros mercados en los que operamos, como los controles de los precios sobre el petróleo crudo o los subproductos del petróleo crudo o de los combustibles y el importante descenso de los precios internacionales del crudo y el gas en los últimos años, entre otros factores, pueden dar lugar al reconocimiento de cargos por deterioro en algunos de nuestros activos.

Anualmente, o cuando las circunstancias lo requieren, evaluamos el valor contable de nuestros activos para detectar un posible 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. Las rebajas sustanciales del valor contable de nuestros activos podrían afectar negativamente a nuestra situación financiera y a los resultados de las operaciones.

Las perforaciones de exploración y desarrollo pueden no dar lugar a reservas comercialmente productivas.

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 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, o resultantes de los mismos.

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 tratar el agua generada por 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, de completación de pozos y las actividades de producción de hidrocarburos. 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, u otras instalaciones, lo que resultaría en un aumento en los costos, lo que podría tener un efecto material adverso en nuestra condición financiera, resultados de operación y flujos de caja.

Nuestras operaciones pueden plantear riesgos para el medio ambiente.

Algunas de nuestras operaciones están sujetas a riesgos ambientales que podrían materializarse inesperadamente y podrían tener un impacto material adverso en nuestra situación financiera y en los resultados de nuestras operaciones. Entre ellos se incluyen fugas o derrames de hidrocarburos, contaminación de suelos o fuentes de agua, incendios y explosiones, daños a infraestructuras o a la población en general. No es posible asegurar que los problemas ambientales futuros no resulten en aumentos en los costos, responsabilidad civil, y acciones administrativas que podrían tener un efecto material adverso en nuestra condición financiero y en los resultados de operación.

Cualquier legislación respecto del cambio climático o las regulaciones que restringen las emisiones de gases de efecto invernadero (“GEI”) podrían incrementar nuestros costos operativos.

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 *cap and trade*. 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.

El cumplimiento de las regulaciones relacionadas con el cambio climático de los gobiernos argentino y mexicano, incluyendo las derivadas de la aplicación de los tratados internacionales puede, aumentar, en el futuro, el costo de operación y mantenimiento de nuestras instalaciones, establecer nuevos controles de

emisiones en nuestras plantas, y administrar y gestionar cualquier programa de emisiones de gases de efecto invernadero. La generación de ingresos y las oportunidades de crecimiento estratégico también pueden verse afectadas negativamente.

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 No. 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 litigación y repercutir negativamente en nuestros resultados de nuestras operaciones.

No podemos predecir el impacto global que la promulgación de nuevas leyes o reglamentos medioambientales pudiera tener en nuestros resultados financieros, resultados operativos, flujos de fondos, así como sobre el valor de mercado de nuestras acciones serie A y de nuestros ADSs.

La transición energética podría reducir la demanda de petróleo y gas que producimos, afectar negativamente a nuestros planes a largo plazo y provocar la oposición de algunas partes interesadas.

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 migra a electricidad u otros combustibles renovables, si la generación de energía sigue migrando a fuentes renovables, 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.

Regulaciones y regímenes de promoción de recursos energéticos alternativos también pueden conducir a una disminución de la demanda de petróleo crudo y gas natural, o cualquiera de sus subproductos, a largo plazo. Además, una mayor regulación en relación con la emisión de GEI puede crear mayores incentivos para el uso de fuentes de energía alternativas. Cualquier efecto adverso material a largo plazo en la industria petrolera podría afectar negativamente los aspectos financieros y operativos de nuestro negocio, que no podemos predecir con certeza a la fecha del presente reporte anual.

Existen otros riesgos asociados al cambio climático, tales como 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. Además, algunos inversionistas también han decidido desprenderse de sus inversiones en empresas de que se dedican a la extracción de combustibles fósiles y los grupos de interés también están presionando a los bancos comerciales y de inversión para que dejen de financiar a las empresas que producen 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 tener acceso a financiación para 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.

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, ya sea porque no invertimos suficientes fondos, o invertimos en tecnologías que no consiguen reducir nuestra huella de carbono o no nos permiten cumplir nuestra ambición de reducir nuestras emisiones netas de carbón a cero, 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 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.

Las condiciones climáticas adversas podrán afectar negativamente nuestros resultados de operación y nuestra capacidad para realizar operaciones de perforación. Adicionalmente, las condiciones climáticas adversas podrían afectar negativamente a la economía argentina.

Los efectos físicos del cambio climático tales como, de manera enunciativa más no limitativa, olas de calor, tormentas, granizo, los incrementos de temperaturas y nivel del mar, sequías afectando las cuencas fluviales en las que operamos y fluctuaciones en los niveles del mar, podrían afectar negativamente nuestras operaciones y cadenas de suministro. Dichas 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.

Nuestras actividades están sujetas a riesgos sociales y de reputación incluyendo atención negativa de los medios de comunicación y posibles protestas de las comunidades locales en los lugares donde operamos.

Aunque estamos comprometidos a operar de manera socialmente responsable, podemos enfrentarnos a la oposición de las comunidades locales y a la atención de los medios de comunicación. Por ejemplo, varias de nuestras operaciones se llevan a cabo en la provincia de Neuquén, Argentina. Las comunidades locales, incluidas comunidades indígenas, han participado en diversas formas de protesta contra las actividades empresariales en general, incluyendo el petróleo y el gas. Aunque consideramos que nuestra relación con las comunidades, incluyendo las comunidades indígenas locales, es buena, no

podemos asegurar que cualquier bloqueo no afectará a nuestras operaciones. Cualquier acción de este tipo podría tener un efecto adverso en nuestra reputación, situación financiera y resultados de las operaciones.

Nuestra industria se ha vuelto cada vez más dependiente de las tecnologías digitales para llevar a cabo sus operaciones diarias y está expuesta a crecientes ataques cibernéticos.

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. Aun cuando hemos implementado y seguimos implementando un plan de ciberseguridad, las tecnologías, sistemas y redes que hemos implementado y podamos implementar en el futuro, así como las de nuestros proveedores, pueden ser objeto de ciberataques o fallas en la seguridad de los sistemas de información, lo que podría conducir a interrupciones en sistemas industriales críticos, la divulgación no autorizada de información confidencial o protegida, la corrupción de datos y/u otras interrupciones de nuestras operaciones. Además, es posible que algunos incidentes cibernéticos, como la amenaza persistente avanzada, no se detecten durante un periodo prolongado de tiempo. No podemos asegurar que los incidentes cibernéticos no ocurrirán en el futuro y que nuestras operaciones y/o nuestro desempeño financiero no se verán afectados.

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

Riesgos relacionados con nuestra Compañía

La información financiera histórica incluida en este reporte anual y el rendimiento y la experiencia pasados de nuestro equipo de administración pueden no ser indicativos de los resultados futuros.

Nuestro negocio es intrínsecamente volátil debido a la influencia de factores externos, como la demanda interna, los precios del mercado, la disponibilidad de recursos financieros para nuestro plan de negocio y sus correspondientes costos y la normativa gubernamental. Nuestros resultados operativos periódicos podrían fluctuar por muchas razones, incluyendo muchos de los riesgos descritos en esta sección, que están fuera de nuestro control. En consecuencia, nuestra situación financiera, los resultados de las operaciones y las tendencias indicadas por dichos resultados y situación financiera pueden no ser indicativos de las condiciones financieras, los resultados de las operaciones o las tendencias actuales o futuras. Además, creemos que la experiencia de nuestro equipo de administración constituye una fuente diferenciada de fuerza competitiva para nosotros. Sin embargo, la experiencia de nuestro equipo de administración en el pasado (ya sea en Vista o en otras empresas) puede no ser indicativa de nuestros futuros resultados operativos.

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 la formación 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 y evacuación y la disponibilidad de equipos 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 involucra 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 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.

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

Al 31 de diciembre del 2022, la mayoría de nuestras propiedades productoras y el total de Reservas Probadas estimadas estaban concentradas geográficamente en la Cuenca Neuquina, ubicada en Argentina. Una parte sustancial de nuestras operaciones y actividades de perforación se concentran en áreas de dichas cuencas donde la actividad de la industria es alta. Como resultado, la demanda de personal, equipos, energía, servicios y recursos puede aumentar en el futuro, así como los costos de estos artículos. Cualquier retraso o incapacidad para asegurar el personal, equipo, energía, servicios y recursos podría resultar en que la producción de petróleo, líquidos del gas natural y gas esté por debajo de nuestros volúmenes

previstos. Además, cualquier efecto negativo en los volúmenes de producción, o aumentos significativos en los costos, podría tener un efecto material adverso en nuestros resultados de operación, flujo de caja y rentabilidad.

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

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.

La industria del petróleo y el gas es competitiva y 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, acceder 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.

Si optáramos por licitar los derechos de exploración o explotación de una zona de hidrocarburos, nos enfrentaríamos a una importante competencia no sólo de empresas privadas, sino también de empresas públicas nacionales o provinciales.

También nos afecta la competencia por los equipos de perforación y la disponibilidad de los mismos, conllevando a un aumento de los costos de perforación en los últimos años. El aumento de los precios de los hidrocarburos suele incrementar la demanda de equipos de perforación, suministros, servicios, equipos y personal, y puede dar lugar a la fijación de contratos de servicios de perforación con contratistas internacionales, o a la escasez y el aumento de los costos de los equipos, servicios y personal de perforación. Adicionalmente, las regulaciones cambiarias en Argentina generan barreras de entrada para proveedores internacionales, por lo que limitan la oferta de bienes y servicios petroleros en el país. Para mayor información, ver la sección “*CONTROLES CAMBIARIOS*” del presente reporte anual.

Por lo tanto, si no logramos gestionar nuestros costos y nuestro rendimiento operativo, esto podría tener un efecto adverso en nuestros ingresos, flujos de caja y situación financiera.

También competimos por recursos con empresas estatales de petróleo y gas en Argentina y México, como YPF, así como con empresas privadas locales e internacionales. Dichas entidades podrían estar motivadas por factores políticos o de otro tipo a la hora de tomar sus decisiones empresariales.

Debemos cumplir ciertos compromisos para proteger los derechos de explotación en nuestras concesiones.

Para mantener nuestros derechos de explotación en nuestras concesiones, debemos cumplir con ciertos compromisos, incluidos los compromisos de inversión, relacionados con la perforación y la producción en determinados periodos, tal y como se establece en los acuerdos correspondientes firmados con las autoridades gubernamentales. 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 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 compromisos, 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 reporte anual.

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

Es posible que busquemos adquirir propiedades adicionales en Argentina y México, así como más ampliamente en América Latina. Las adquisiciones exitosas requieren una evaluación de una serie de factores, incluyendo las estimaciones de las reservas recuperables, el potencial de exploración, los precios futuros del petróleo y el gas natural, la idoneidad del título, los costos de operación y de capital y los posibles pasivos ambientales y de otro tipo. Aunque llevamos a cabo una revisión de las propiedades que adquirimos, que creemos que es consistente con las prácticas de la industria, no podemos asegurar que hemos identificado o identificaremos todos los problemas existentes o potenciales asociados con dichas propiedades o que seremos capaces de mitigar cualquier problema que identifiquemos. Tales evaluaciones pueden ser 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, de subsuelo, 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.

Nuestro éxito en las actividades relacionadas con las adquisiciones depende de nuestra capacidad para identificar candidatos adecuados para la adquisición, adquirirlos en condiciones aceptables e integrar con éxito sus operaciones con las nuestras.

De vez en cuando evaluamos las oportunidades de adquirir activos y negocios adicionales de petróleo y gas. Cualquier adquisición resultante puede ser de tamaño significativo, puede cambiar la escala de nuestro negocio y puede exponernos a nuevos riesgos geográficos, políticos, financieros y geológicos. Nuestro éxito en estas actividades relacionadas con las adquisiciones depende de nuestra capacidad para

identificar candidatos adecuados para la adquisición, para adquirirlos en condiciones aceptables y para integrar con éxito sus operaciones con las nuestras. Cualquier adquisición iría acompañada de riesgos, como un descenso significativo de los precios del petróleo o del gas; la dificultad de asimilar las operaciones y el personal; la posible interrupción de nuestra actividad en curso; la incapacidad de la dirección para maximizar nuestra posición financiera y estratégica mediante la integración satisfactoria de los activos y negocios adquiridos; el mantenimiento de normas, controles, procedimientos y políticas uniformes; el deterioro de las relaciones con los empleados, clientes y contratistas como resultado de cualquier integración del nuevo personal directivo; y los posibles pasivos desconocidos asociados a los activos y negocios adquiridos. Además, podemos necesitar capital adicional para financiar una adquisición. No se puede asegurar que tengamos éxito en la superación de estos riesgos o de cualquier otro problema que surja en relación con dichas adquisiciones. Si no logramos superar estos riesgos, podría tener un impacto adverso importante en nuestra reputación y negocio.

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 ha incluido y puede incluir en el futuro adquisiciones de propiedades en producción que incluyen superficies no desarrolladas. No podemos asegurar que vayamos a conseguir la rentabilidad deseada con nuestras recientes adquisiciones o con las que podamos hacer en el futuro. Además, la incapacidad de asimilar con éxito las adquisiciones recientes y futuras podría afectar negativamente a nuestra situación financiera y a los resultados de las operaciones. 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 de clave en el negocio adquirido; (v) incapacidad para obtener un título satisfactorio sobre los activos, concesiones o intereses de participación que adquirimos; (vi) una 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) dilución de los accionistas existentes en posibles financiamientos de capital; (ix) no alcanzar la rentabilidad o el crecimiento esperados; (x) no conseguir las sinergias y los ahorros de costos esperados; (xi) coordinar organizaciones, sistemas e instalaciones geográficamente alejadas; y (xii) 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.

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

Nuestros resultados de operación están expuestos a las fluctuaciones del Peso Argentino y del Peso Mexicano contra el Dólar u otras monedas, las cuales podrían afectar adversamente nuestro negocio y resultados de operación. Tanto el valor del Peso Mexicano como el valor del Peso Argentino han

experimentado fluctuaciones significativas en el pasado. Los principales efectos de la depreciación o devaluación del Peso Argentino o Peso Mexicano contra el Dólar estarían en (a) los precios realizados del crudo, de ventas al mercado doméstico 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, los cuales resultarían más onerosos en relación con los ingresos de las ventas al mercado doméstico en moneda local. Adicionalmente, dadas varias reglas contables, podrían afectar también negativamente (i) los impuestos sobre la renta diferidos asociados con nuestros activos fijos, (ii) el impuesto sobre la renta actual y (iii) las diferencias cambiarias asociadas con nuestra exposición al Peso Argentino o mexicano.

No podemos predecir si los valores del Peso Argentino y del Peso Mexicano se depreciarán o apreciarán 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 ni socios operativos en todos nuestros acuerdos de colaboración (joint ventures), por lo que debemos confiar en las actividades de nuestros socios operativos en acuerdos de colaboración. Las medidas adoptadas por los concesionarios y/o los operadores en estos acuerdos de colaboración podrían tener un efecto material adverso en nuestro éxito.

Tanto nosotros como nuestras subsidiarias realizamos actividades de E&P de hidrocarburos a través de acuerdos de colaboración (*joint ventures*) no constituidos en sociedad celebrados a través de acuerdos con terceros (operaciones conjuntas para fines contables). En algunos casos, los acuerdos de colaboración (*joint ventures*) o los socios, 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 debemos confiar en las actividades de nuestros socios operadores. Por ejemplo, al 31 de diciembre de 2022, 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 operativos.

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 y fiscales, 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 2022, empleábamos a terceros bajo contrato, principalmente con grandes proveedores de servicios locales e internacionales. Aunque tenemos políticas sobre el cumplimiento de las obligaciones laborales y de seguridad social de nuestros contratistas, no podemos garantizar que los empleados de los contratistas no iniciarán acciones legales en nuestra contra para obtener indemnización sobre la base de una serie de precedentes judiciales argentinos en materia laboral que establecieron que el beneficiario final de los servicios de los empleados es responsable solidario junto con el contratista, mismo que es el empleador formal del empleado.

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

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

Una porción de nuestra deuda se relaciona con las obligaciones de Vista Argentina bajo el Contrato de Crédito (según dicho término se define más adelante), las cuales están garantizadas por nosotros, Aluvional S.A., Vista Holding I, Vista Holding II y AFBN S.R.L. (junto con otras entidades que actúan como garantes bajo el Contrato de Crédito, de tiempo en tiempo, los “Garantes”), y están denominadas en Dólares. Para una descripción del Contrato de Crédito, véase la sección “*PANORAMA DE LA INDUSTRIA Y REGULADORIO - Liquidez y Fuentes de Capital - Deuda*” de este reporte anual. El Contrato de Crédito contiene una serie de condiciones que nos imponen a nosotros, a los otros garantes y Vista Argentina, importantes restricciones operativas y financieras. Estas restricciones pueden limitar nuestra capacidad para: crear gravámenes sobre ciertos activos para garantizar deuda, o crear gravámenes para asegurar deuda que exceda de ciertos montos; disponer de sus bienes; fusionarse o consolidarse con otra persona o vender o de otra manera disponer de todos o substancialmente todos sus o nuestros activos; cambiar su o nuestra línea de negocio existente; declarar o pagar dividendos o devolver capital, salvo ciertos pagos limitados; realizar ciertas inversiones en valores y capital social, entre otros; realizar transacciones con afiliadas; cambiar nuestras prácticas de contabilidad existentes (excepto si es requerido o permitido por la ley aplicable y las reglas de contabilidad); modificar o dar por terminados los documentos organizativos de Vista Argentina o cualquier Garante.

Además, como se describe en la nota 18.1 de los Estados Financieros Auditados, el Contrato de Crédito incluye algunos acuerdos financieros por los cuales estamos obligados a mantener, sobre una base consolidada, ciertas razones financieras dentro de los límites especificados. Estos coeficientes incluyen: deuda total consolidada / EBITDA consolidado; y tasa de cobertura de intereses consolidada.

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

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

Adicionalmente, a la fecha de este reporte anual, de conformidad con la normativa cambiaria impuesta por el BCRA, las empresas residentes en Argentina sólo pueden acceder al mercado de divisas para el repago de su deuda financiera, si se cumplen ciertas condiciones y/o cuentan con la aprobación previa del BCRA.

No se puede asegurar que el BCRA no aumente o flexibilice dichos controles o restricciones, realice modificaciones a estas regulaciones, establezca restricciones más severas al cambio de divisas, o mantenga el actual régimen cambiario o cree múltiples tipos de cambio para tipos de transacciones, modificando sustancialmente el tipo de cambio aplicable para adquirir divisas para atender nuestros pasivos pendientes denominados en monedas distintas del Peso Argentino, todo lo cual podría socavar nuestra capacidad para pagar nuestra deuda financiera.

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

La Ley de Prácticas Corruptas en el Extranjero de Estados Unidos de 1977, la Ley de Soborno del Reino Unido de 2010 (la "Ley de Soborno del Reino Unido"), la Ley Federal para la Prevención e Identificación de Operaciones con Recursos de Procedencia Ilícita y la Ley de Prevención del Lavado de Activos de Argentina, la Ley de Responsabilidad Penal Empresaria de Argentina y otras leyes anticorrupción aplicables en otras jurisdicciones pertinentes prohíben a las empresas y sus intermediarios ofrecer o realizar pagos indebidos (o dar cualquier cosa de valor) a funcionarios gubernamentales y/o personas del sector privado con el fin de influir en ellos u obtener o retener negocios, y exigen que las empresas mantengan libros y registros exactos y mantengan controles internos adecuados. La Ley de Soborno del Reino Unido también prohíbe tales pagos o ventajas financieras o de otro tipo que se hagan, ofrezcan o prometan a, o desde partes comerciales y tipifica como delito penal el hecho de que una organización comercial no impida el soborno por parte de una persona asociada (es decir, alguien que preste servicios en nombre de la organización) con la intención de obtener o retener un negocio o una ventaja en la realización de negocios en su nombre. En particular, la Ley de Responsabilidad Penal Empresaria Argentina (Ley No. 27,401) prevé la responsabilidad penal de las personas jurídicas por delitos contra la administración pública y soborno transnacional cometido por, entre otros, sus apoderados, directores, gerentes, empleados o representantes. En este sentido, una empresa puede ser considerada responsable y estar sujeta a multas, cancelación de la personalidad jurídica y/o suspensión de sus actividades, entre otras sanciones, si tales delitos fueron cometidos, directa o indirectamente, con su intervención, o en su interés o beneficio. Además, la Ley Federal para la Prevención e Identificación de Operaciones con Recursos de Procedencia Ilícita y sus reglamentos, el Código Penal Federal y la Ley de Prevención del Lavado de Activos de Argentina, por la que se creó a nivel nacional el Régimen de Lucha contra el Blanqueo de Capitales y la Financiación del Terrorismo, tipificando como delito el blanqueo de capitales, creando y designando a la Unidad de Información Financiera ("UIF") como autoridad de aplicación del régimen, y estableciendo la obligación legal para diversas entidades y profesionales del sector público y privado de facilitar información y cooperar con la UIF

y, finalmente, los artículos 303-306 del Código Penal de la República Argentina, prohíben la realización de transacciones con el fin de introducir en el sistema institucional fondos obtenidos mediante actividades ilícitas y enmascarar así las ganancias obtenidas a través de actividades ilegales como activos derivados de fuentes legítimas, así como la utilización de fondos para actividades terroristas.

Además, estamos sujetos a la normativa sobre sanciones económicas que restringe nuestras relaciones con determinados países, personas y entidades sancionadas.

Es posible que, en el futuro, reportes aparezcan señalando casos de conducta poco ética e ilegal por parte de antiguos colaboradores, empleados, ya sean actuales o antiguos, u otras personas que actúen en nuestro nombre o por parte de funcionarios públicos u otros terceros que hagan o consideren hacer negocios con nosotros. Si bien nos esforzaremos por monitorear dichos reportes e investigar asuntos que creemos que ameritan una investigación de acuerdo con los requisitos de nuestros programas de cumplimiento, y, si es necesario o conveniente, divulgar y notificar a las autoridades pertinentes; cualesquier multas, otras penas o publicidad adversa que tales acusaciones atraigan podrían tener un impacto negativo en nuestra reputación y conducir a un mayor escrutinio regulatorio de nuestras prácticas comerciales. Dados estos riesgos, hemos adoptado un código de ética y de conducta ("Código de Ética y de Conducta") que se aplica a todos los funcionarios y empleados de Vista y a los terceros (contratistas, proveedores, socios) que interactúan con Vista. Nuestro Código de Ética y de Conducta define la forma en que hacemos nuestros negocios, y está diseñado para ayudarnos a cumplir con nuestras obligaciones a respetarnos en el trabajo y a actuar con integridad en el mercado. Nuestro Código de Ética y de Conducta establece expresamente, entre otras cosas, que nadie ofrecerá, en nombre de Vista, directa o indirectamente a través de terceros, nada de valor a un funcionario público, o a sus representantes, y en particular con el fin de obtener o mantener un negocio, influir en las decisiones empresariales o asegurar una ventaja injusta. Además, la misión de Vista de realizar negocios de manera ética también implica el compromiso de mantener la exactitud en nuestros libros de contabilidad, estados financieros y registros contables. Nuestros registros contables, incluyendo nuestros estados financieros, informes de administración, contratos y acuerdos, deben ser siempre exactos y reflejar los hechos económicos y las transacciones con integridad y exactitud, de acuerdo con las normas contables profesionales y las leyes que rigen a Vista. Todas las transacciones de Vista, independientemente de su importe, deben estar debidamente autorizadas, ejecutadas y registradas. Si se determina que nuestros códigos de ética han sido violados, la Compañía tomará las medidas disciplinarias que correspondan.

Si nosotros u otras personas o entidades que estén o hayan estado relacionadas con nosotros son responsables de infracciones a las leyes anticorrupción aplicables (ya sea debido a nuestros propios actos o inadvertencia, o debido a los actos o inadvertencia de otros) o el Código Ético y de Conducta, nosotros u otras personas o entidades relacionadas con nosotros podrían sufrir sanciones civiles, penales y/o de otro tipo, lo que a su vez podría tener un efecto adverso significativo en nuestras actividades, situación financiera y resultados operativos.

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. Podríamos enfrentarnos a efectos adversos importantes para nuestro negocio y reputación si estos proveedores clave, vendedores y proveedores de servicios no entregan, o se retrasan en la entrega, de equipos, servicios o recursos críticos.

Las empresas que operan en la industria de la energía, específicamente en el sector del petróleo y el gas, suelen confiar en varios proveedores, vendedores y prestadores de servicios clave para que les proporcionen las piezas, componentes, servicios y recursos críticos necesarios para operar y expandir su negocio. Si estos proveedores, vendedores y prestadores de servicios clave no entregan o se retrasan en

la entrega de equipos, servicios o recursos críticos, es posible que no alcancemos nuestras metas operativas en el plazo previsto, lo que podría tener un efecto adverso en nuestro negocio, condición financiera, resultados de operación, flujos de caja y/o perspectivas.

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

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

Los sectores en los que operamos están altamente sindicalizados. No podemos asegurar que nosotros o nuestras subsidiarias no experimentaremos interrupciones laborales o huelgas en el futuro, lo cual podría resultar en un efecto material adverso en nuestros negocios y retornos. Además, el fuerte deterioro de la economía mundial como consecuencia de la pandemia de COVID-19, junto con el deterioro del entorno macroeconómico en Argentina, que ha provocado un aumento de las tasas de inflación y de los niveles de pobreza, puede repercutir en la cantidad de acciones laborales iniciadas por nuestra plantilla durante 2023 y los años siguientes.

Adicionalmente no podemos asegurar que podamos negociar nuevos convenios colectivos en los mismos términos, o en términos que son sustancialmente similares, 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 y el valor de mercado de nuestras acciones podrían verse afectados de manera significativa.

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

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

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

A la fecha del presente reporte anual, nuestra deuda pendiente incluía préstamos indexados al LIBOR. El 5 de marzo de 2021, la Autoridad de Conducta Financiera del Reino Unido (la “FCA”), que regula el LIBOR, anunció que todos los tenores 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 de entrada necesarios para calcular los tenores del LIBOR relevantes para nosotros de forma representativa 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 elevados que si el LIBOR siguiera estando disponible, lo que podría tener un efecto material adverso 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 con la economía y entornos regulatorios argentinos y mexicanos.

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

La mayoría de nuestras operaciones y propiedades se encuentran en Argentina y, como resultado, nuestro negocio depende en gran medida de las condiciones económicas que prevalecen en Argentina. Usted debe hacer su propia evaluación sobre Argentina y las condiciones imperantes en el país antes de tomar una decisión de inversión.

La economía argentina ha experimentado una significativa volatilidad en las últimas décadas, incluyendo diversos periodos de crecimiento bajo o nulo y niveles elevados y variables de inflación y devaluación del Peso Argentino. Adicionalmente, la economía argentina también es vulnerable a los

acontecimientos adversos que afectan a sus principales socios comerciales. Las condiciones económicas de Argentina dependen de una serie de factores sobre los que no tenemos control. No podemos asegurarle que la economía argentina no sufra una recesión. Si las condiciones económicas o monetarias en Argentina se deterioraran, o si la inflación se acelerara aún más, o si las medidas del Gobierno argentino para atraer o retener la inversión extranjera y el financiamiento internacional en el futuro no tuvieran éxito, tales acontecimientos podrían afectar adversamente el crecimiento económico de Argentina y, a su vez, afectar nuestra solvencia financiera y los resultados de operación.

Las condiciones económicas argentinas dependen de diversos factores, incluyendo (sin limitación) los siguientes: demanda internacional de las principales *commodities* exportados por Argentina; los precios internacionales de las principales *commodities* exportados por Argentina; estabilidad y competitividad del Peso Argentino con respecto a las monedas extranjeras; competitividad y eficiencia de las industrias y servicios nacionales; gasto público y déficit fiscal; los niveles de consumo interno, de inversión y financiación local e internacional; y los niveles de inflación.

La economía argentina también es particularmente sensible a los acontecimientos políticos locales. En Argentina se celebran elecciones presidenciales cada cuatro años y las legislativas cada dos años, lo que supone la renovación parcial de ambas cámaras del Congreso. Las próximas elecciones presidenciales están previstas para octubre de 2023. El resultado de las elecciones presidenciales, así como de las legislativas de mitad de mandato al final del mandato, puede dar lugar a cambios en las políticas gubernamentales que afecten a la Compañía. No podemos asegurar que dichos cambios vayan a producirse o el momento en que se producirán, ni podemos estimar el impacto que pueden tener en nuestro negocio.

En caso de cualquier crisis económica, social o política, la capacidad del gobierno argentino para obtener financiamiento privado internacional o multilateral adicional o inversión extranjera directa también puede verse limitada, lo cual podría tener un efecto adverso en nuestro negocio, situación financiera o resultados de las operaciones. En este escenario, las empresas que operan en Argentina también pueden enfrentarse al riesgo de control de precios sobre estos productos, huelgas, expropiación, nacionalización, modificación forzosa de los contratos existentes y cambios en las políticas fiscales, incluyendo aumentos de impuestos y reclamaciones fiscales retroactivas. Además, los tribunales argentinos han dictado sentencias que modifican la jurisprudencia existente en materia laboral y exigen a las empresas una mayor responsabilidad y asunción de los costes y riesgos asociados a la mano de obra subcontratada y al cálculo de los salarios, las indemnizaciones por despido y las cotizaciones a la seguridad social. Dado que operamos en un contexto en el que la legislación vigente y la normativa aplicable cambian con frecuencia, es difícil predecir si nuestras actividades se verán afectadas por dichos cambios y de qué manera.

La capacidad de Argentina para obtener financiación de los mercados internacionales es limitada, lo que podría afectar a su capacidad para promover el crecimiento económico.

En los últimos años, Argentina ha experimentado dificultades financieras, lo que ha provocado un aumento de la deuda pública. En 2020, el gobierno argentino inició negociaciones con sus acreedores para restablecer la sostenibilidad de su deuda pública externa. En agosto de 2021, el gobierno argentino reestructuró aproximadamente US\$66,500 millones de sus bonos globales denominados en dólares. Por otro lado, el gobierno argentino inició negociaciones con el Fondo Monetario Internacional ("FMI") para renegociar los vencimientos de capital de los US\$44,100 billones de dólares desembolsados entre 2018 y 2019 en el marco de un Acuerdo Stand-By, originalmente previstos para los años 2021, 2022 y 2023. El 28 de enero de 2022, el gobierno argentino y el FMI, anunciaron que habían llegado a un acuerdo sobre políticas clave como parte de las discusiones en curso sobre un programa apoyado por el FMI. Posteriormente, el 3 de marzo de 2022, el FMI y el gobierno argentino llegaron a un acuerdo a nivel de personal sobre las políticas económicas y financieras que serían respaldadas por un acuerdo de servicio de

fondo ampliado de 30 meses (el Programa de Facilidades Extendidas, “PFE”), que fue aprobado por el Congreso argentino mediante la Ley No. 27.668 el 17 de marzo de 2022, y promulgado por el Decreto No. 130/22. Posteriormente, el Directorio Ejecutivo del FMI aprobó el PFE por un monto equivalente a US\$44,000 millones, incluyendo un desembolso inmediato de US\$9,600 millones. El 19 de septiembre de 2022, el personal técnico del FMI y las autoridades argentinas llegaron a un acuerdo a nivel del personal sobre un marco macroeconómico actualizado y las políticas asociadas necesarias para completar la segunda revisión bajo el acuerdo PFE de Argentina de 30 meses. El 17 de octubre de 2022, el Consejo de Administración del FMI aprobó el acuerdo PFE, permitiendo los desembolsos por un monto de hasta US\$3,900 millones.

Además, el 28 de octubre de 2022, el Ministro de Economía anunció un nuevo acuerdo con el Club de París, (el cual es un modificadorio al acuerdo firmado en 2014 el cual reconoce un monto principal de US\$1,971 millones, pagaderos en trece cuotas semestrales, comenzando en diciembre de 2022 para ser repagado en su totalidad en septiembre de 2028

En los próximos dos años, Argentina tiene contemplado reembolsar el 40% pendiente del monto de principal. No podemos asegurar que el PFE no afectará la capacidad de Argentina para implementar reformas y políticas públicas e impulsar el crecimiento económico. Además, el impacto a largo plazo de estas medidas y de cualquier medida futura adoptada por el actual gobierno sobre la economía argentina sigue siendo incierto.

A pesar de la reestructuración de la deuda pública argentina llevada a cabo entre 2020 y 2022, los mercados internacionales siguen siendo cautelosos con respecto a la sostenibilidad de la deuda argentina y, en consecuencia, los indicadores de riesgo país siguen siendo elevados. No se puede asegurar que las calificaciones crediticias de Argentina se mantengan o se rebajen, suspendan o cancelen. Cualquier rebaja, suspensión o cancelación de la calificación de la deuda soberana de Argentina puede tener un efecto adverso en la economía argentina y en nuestro negocio.

Si no se renueva el acceso a los mercados financieros, el gobierno argentino podría no tener los recursos financieros para impulsar el crecimiento. Además, la incapacidad de Argentina para obtener crédito en los mercados internacionales podría tener un impacto directo en nuestra capacidad para acceder a esos mercados para financiar nuestras operaciones y crecimiento, incluyendo la financiación de los gastos de capital, lo que afectaría negativamente a nuestra situación financiera, resultados de las operaciones y flujos de efectivo. Además, no podemos predecir el resultado de cualquier reestructuración futura de la deuda soberana argentina. Tenemos inversiones en bonos soberanos argentinos por un importe de US\$2.4 millones al 31 de diciembre de 2022. Cualquier nuevo evento de impago por parte del gobierno argentino podría afectar negativamente a su valoración y a los plazos de amortización, así como tener un efecto material adverso en la economía argentina y, en consecuencia, en nuestro negocio y en los resultados de las operaciones.

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

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

No podemos asegurar que los cambios en las leyes y en la regulación aplicable, o las interpretaciones judiciales o administrativas de dichas leyes y regulaciones, no afectarán adversamente nuestros resultados de operación. Del mismo modo, no podemos asegurar que las futuras políticas gubernamentales a ser adoptadas en los países en los que operamos actualmente o en los que pudiéramos llegar a operar en el futuro 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 reguladoras de los planes de inversión presentados para su análisis o que no se impondrán requisitos adicionales para obtener prórrogas de permisos y/o concesiones.

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

La industria de hidrocarburos en Argentina y en México están ampliamente reguladas a nivel nacional y local 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 y el Gobierno mexicano están facultados para –en el caso argentino– diseñar e implementar las políticas energéticas federales de sus respectivos países, y han 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 gobiernos provinciales han ocurrido y pueden volver a ocurrir en el futuro. En el caso mexicano, por ejemplo, el gobierno federal ha implementado políticas para recuperar la participación en el mercado y el control a favor de las empresas estatales (es decir, Pemex y CFE).

Dichas controversias, limitaciones, restricciones a la exportación u otras medidas impuestas por las autoridades argentinas podrían tener un efecto material adverso en nuestros negocios futuros, situación financiera, resultados de operación, flujos de caja y/o prospectos y, como consecuencia, el valor de mercado de nuestras Acciones Serie A o ADS podría disminuir.

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

La Comisión Federal de Competencia Económica (“COFECE”) es la autoridad en materia de competencia en México con jurisdicción en varios sectores de la economía mexicana, incluyendo el sector de petróleo y gas, y como tal, tiene jurisdicción sobre las actividades realizadas por Vista. La COFECE tiene amplias facultades para investigar y perseguir prácticas monopólicas absolutas (cárteles), prácticas monopólicas relativas (abuso de poder sustancial o de posición dominante) y concentraciones ilícitas, así como para prevenir concentraciones que puedan tener efectos anticompetitivos. Además, la COFECE puede determinar la existencia de insumos esenciales y regular su acceso, identificar barreras a la competencia y emitir recomendaciones a las autoridades federales, locales y municipales para eliminar dichas barreras y fomentar las condiciones de competencia. Por lo tanto, muchas de nuestras actividades pueden ser revisadas por la COFECE y, en el caso de operaciones de capital que involucren ciertos umbrales monetarios en términos de valor y/o activos, es posible que la realización de dichas operaciones

requiera autorización de la COFECE. Como resultado, la consumación de adquisiciones pendientes o futuras de activos o acciones puede estar sujeta al cumplimiento o renuncia de condiciones de cierre habituales, incluyendo, entre otras, la autorización de la COFECE. La realización de dichas operaciones no está asegurada, y estará sujeta a riesgos e incertidumbres, incluyendo el riesgo de que no se obtengan las autorizaciones regulatorias necesarias o que no se cumplan otras condiciones de cierre. Si dichas operaciones no se consuman, o si están sujetas a retrasos significativos, podrían afectar negativamente los precios de cotización de nuestras acciones ordinarias y nuestros resultados comerciales y financieros futuros.

Asimismo, la COFECE podría imponer sanciones o establecer condiciones a nuestro negocio si no podemos solicitar o recibir, o nos retrasamos en solicitar o recibir, las autorizaciones mencionadas y, si éstas se materializaran podrían tener un efecto material adverso en nuestros resultados y condición financiera. Del mismo modo, no se puede asegurar que las autorizaciones que no se hayan obtenido podrán obtenerse o puedan obtenerse sin condiciones. La falta de obtención de dichas autorizaciones, o las condiciones a las que pueden estar sujetas, podrían tener un efecto material adverso en nuestros resultados y condición financiera.

Los inversionistas pueden enfrentarse a riesgos inherentes a la inversión en una empresa que opera en mercados independientes y emergentes, como Argentina y México, incluidos importantes riesgos políticos, legales y económicos, así como riesgos relacionados con las fluctuaciones de la economía mundial.

Conforme a MSCI Inc., Argentina y México son mercados “*stand-alone*” y emergentes, respectivamente. Según el Estudio de Accesibilidad a los Mercados Globales de MSCI, mientras que las naciones clasificadas como mercado emergente son países en desarrollo con potencial de crecimiento en sus economías, relaciones comerciales con otros países, estabilidad del marco institucional, igualdad de derechos para los inversionistas extranjeros y bajos niveles de restricciones a los flujos de capital, los países clasificados como mercados *stand-alone* son aquellos que actualmente están parcial o totalmente cerrados a los inversionistas extranjeros, con mercados de capital pequeños y tensiones políticas.

La inversión en dichas economías generalmente conlleva riesgos inherentes, así como inestabilidad política, social y económica que podría afectar los resultados económicos de Argentina y México, los cuales pueden provenir de muchos factores, incluyendo, pero no limitándose a los siguientes: incrementos en las tasas de interés; cambios abruptos en el valor de las divisas; altos niveles de inflación; controles de cambio; controles salariales y de precios; regulaciones para la importación de equipos y otras necesidades relevantes para las operaciones; cambios en las políticas económicas, administrativas o fiscales del gobierno; tensiones políticas y sociales. Los efectos de las hostilidades o los problemas políticos en otros países podrían también afectar al comercio internacional, al precio de los productos básicos y a la economía mundial; y nuestra capacidad de obtener financiación de los mercados internacionales.

La volatilidad en los mercados de valores de América Latina y de los países catalogados como mercados emergentes, así como los posibles incrementos adicionales de las tasas de interés en Estados Unidos y otros países desarrollados, pueden tener un impacto negativo en el valor de negociación de nuestros valores y en las condiciones de acceso a los mercados de capitales internacionales. Además, los mercados independientes incluyen riesgos adicionales, como las restricciones gubernamentales que pueden limitar la inversión y el riesgo asociado a los acontecimientos políticos.

Además, la SEC, el Departamento de Justicia, y otras autoridades suelen tener grandes dificultades para emprender y ejecutar acciones contra empresas y personas no estadounidenses, incluidos los directores y funcionarios de las empresas, en determinados mercados emergentes e independientes, como

Argentina y México. Además, nuestros accionistas públicos pueden tener derechos limitados y pocos recursos prácticos en los mercados emergentes e independientes donde operamos, ya que las reclamaciones de los accionistas que son comunes en Estados Unidos, incluidas las acciones colectivas basadas en la ley de valores y las reclamaciones por fraude, suelen ser difíciles o imposibles de llevar a cabo en muchos mercados emergentes e independientes.

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

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

La Ley de Hidrocarburos Argentina 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, las empresas de petróleo y gas se han enfrentado a restricciones para exportar crudo desde Argentina, limitando así su acceso a mayores ingresos cuando los precios internacionales están por encima de los precios internos en Argentina.

Las operaciones de exportación de crudo y subproductos petrolíferos requieren previa inscripción en el Registro de Contratos de Operación de Exportaciones y la autorización de la SdE. (según el régimen establecido en la resolución S.E. No. 241-E/2017 y sus posteriores modificaciones y complementos). Las compañías petroleras y las refinerías de petróleo que tengan intención de exportar petróleo crudo, gas licuado de petróleo o gasóleo, entre otros, deben demostrar, previo a obtener autorización, que la oferta de venta de dicho producto ya ha sido realizada y rechazada por los compradores locales. En el caso de no obtener autorizaciones para exportar petróleo crudo, nuestra operación podría verse afectada, como así también nuestra generación de ingresos y resultados financieros.

En el caso del gas natural, la Ley No. 24,076 de gas natural y la reglamentación conexas exigen que se tengan en cuenta todas las necesidades del mercado interno al autorizar las exportaciones de gas natural a largo plazo. En este sentido, la SdE 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.

Además, existen ciertas obligaciones y restricciones para los exportadores de conformidad con la normativa vigente en materia de divisas, incluida, entre otras, la obligación de repatriar y liquidar en Pesos Argentinos en el mercado cambiario local, el producto de sus exportaciones de mercancías.

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 productos y servicios necesarios para las operaciones de extracción y producción de hidrocarburos. Dichas

restricciones podrían retrasar algunos de nuestros proyectos e impactar negativamente nuestras operaciones y métricas financieras.

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 Argentina (“BCRA”) han implementado ciertas medidas que controlan y restringen la capacidad de las empresas y los individuos de acceder al mercado de divisas. Estas medidas incluyen, entre otras (i) la restricción del acceso al mercado de divisas argentino para la compra o transferencia de divisas al exterior, con cualquier finalidad, incluido el pago de dividendos a los interesados no residentes; (ii) las restricciones a la adquisición de cualquier divisa extranjera para mantenerla como efectivo en Argentina; (iii) la obligación de los exportadores de repatriar y liquidar en pesos, en el mercado de divisas 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 en deuda denominada en Dólares; y (vi) la aplicación de impuestos a determinadas operaciones de adquisición de divisas.

No se puede asegurar que el BCRA u otros organismos gubernamentales no aumenten o relajen dichos controles o restricciones, que no introduzcan modificaciones en estas normas, que no impongan nuevos planes de refinanciamiento obligatorio relacionados con nuestro endeudamiento pagadero en moneda extranjera, que no establezcan restricciones más severas al cambio de divisas, o que no mantengan el actual régimen cambiario o creen múltiples tipos de cambio para diferentes tipos de transacciones, modificando sustancialmente el tipo de cambio aplicable para la adquisición de divisas para el servicio de nuestros pasivos pendientes denominados en divisas distintas del peso, todo lo cual podría afectar a nuestra capacidad para cumplir con nuestras obligaciones financieras a su vencimiento, reunir capital, refinanciar nuestra deuda al vencimiento, obtener financiación, ejecutar nuestros planes de gastos de capital, y/o socavar nuestra capacidad para pagar dividendos a los accionistas extranjeros. En consecuencia, estos controles y restricciones cambiarias podrían afectar negativamente a la economía argentina y/o a nuestro negocio, situación financiera y resultados de las operaciones.

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

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

Anteriormente, el Gobierno argentino ha impuesto derechos a las exportaciones, incluidas las de petróleo y productos de gas licuado de petróleo (por ejemplo, entre otros, mediante la Ley de Solidaridad y el Decreto No. 488/2020). Bajo la regulación actual, los derechos de exportación de los hidrocarburos crudos y/o gas natural se limitan al 8%.

Los aranceles e impuestos a la exportación pueden tener un efecto material adverso en la industria de petróleo y gas de Argentina y en nuestros resultados de operación. Producimos bienes exportables y, es probable que un aumento en los impuestos de exportación resulte en una reducción en nuestros precios de realización, nuestros márgenes y nuestros ingresos netos. No podemos garantizar el impacto de estos u otros impuestos y medidas futuras que pueda adoptar el Gobierno argentino sobre los precios de los productos de hidrocarburos y, en consecuencia, sobre nuestra condición financiera y el resultado de nuestras operaciones.

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

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

El IPC, publicado por el INDEC, variación del IPC para el periodo de enero a diciembre de 2022 fue de 94.8%. La inflación del primer trimestre de 2023 fue de 21.7%, equivalente a una tasa anualizada de 119.4%.

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

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

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

Los niveles de inflación podrían aumentar en el futuro, y existe incertidumbre sobre los efectos que puedan tener las medidas adoptadas, o que fueran adoptadas en el futuro por el Gobierno argentino para controlar la inflación. Para mayor información, véase la sección “*FACTORES DE RIESGO - La intervención del gobierno puede afectar negativamente a la economía argentina y, como resultado, a nuestros negocios y resultados de operación en Argentina.*” de este reporte anual. El aumento de la inflación podría afectar negativamente a la economía argentina y, a su vez, podría afectar negativamente a nuestro negocio, a nuestra situación financiera y al precio de mercado de nuestras Acciones Serie A y de los ADS.

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

Las fluctuaciones en el valor del Peso Argentino frente al Dólar pueden afectar adversamente la economía argentina, nuestra condición financiera y los resultados de operación. Si bien la mayoría de nuestros ingresos están denominados en Dólares, como productores de crudo podríamos vernos limitados por la capacidad de las refinerías de pasar aumentos significativos en los precios internacionales, o variaciones de tipo de cambio, a sus clientes, dado que las gasolinas están denominadas en moneda local. Por ejemplo, a pesar de la rápida subida del Brent durante el primer semestre de 2022, de US\$77.2/bbl el 31 de diciembre de 2021, a US\$114.2/bbl el 30 de junio de 2022, los precios internos del crudo en Argentina siguieron siendo alrededor a US\$63/bbl para el crudo tipo Medanita durante este periodo. Aunque el precio del crudo Brent disminuyó un 11% durante el segundo semestre de 2022 en comparación con el semestre anterior, sigue existiendo una brecha en el precio del mercado local en términos del precio del petróleo. Esto puede generar riesgo para nuestro flujo de ingresos en entornos macroeconómicos volátiles. Por lo tanto, estamos expuestos a los riesgos asociados con la fluctuación del Peso Argentino en relación con el Dólar.

La continua depreciación del Peso Argentino podría tener un efecto material adverso en la economía argentina y, consecuentemente, en nuestros flujos de caja, condición financiera y resultados de operación.

La capacidad del Gobierno argentino para estabilizar el mercado de divisas y restablecer el crecimiento económico es incierta. Una apreciación del Peso Argentino en términos reales afecta a la competitividad de la economía, incluido el sector del petróleo y el gas, ya que hace que los bienes y servicios denominados en moneda local sean más caros en términos relativos. Esto podría aumentar nuestros gastos de explotación y de capital, y afectar negativamente a nuestros resultados financieros. Una apreciación significativa en términos reales del Peso Argentino frente al Dólar también presenta riesgos para la economía argentina, incluida la posibilidad de una reducción de las exportaciones (como consecuencia de la pérdida de competitividad externa). Esa apreciación también podría tener un efecto negativo en el crecimiento de la economía y el empleo y reducir la recaudación de impuestos en términos reales.

Nuestras propiedades pueden estar sujetas a expropiación por parte de los Gobiernos de México y Argentina por razones de interés público.

Nuestros activos, que se encuentran principalmente en Argentina y, en menor medida, en México, pueden estar sujetos a expropiación por parte de los Gobiernos argentino y mexicano (o del gobierno de cualquier subdivisión política de los mismos), respectivamente. Estamos involucrados en el negocio de la extracción de petróleo y, como tal, nuestro negocio o nuestros activos pueden ser considerados por los Gobiernos argentino y mexicano o los gobiernos de otros países en los que pudiéramos invertir en el futuro, como un servicio público o esenciales para la prestación de un servicio público. Por lo tanto, nuestro negocio está sujeto a incertidumbres políticas, incluyendo la expropiación o nacionalización de nuestro negocio o activos, pérdida de concesiones, renegociación o anulación de contratos existentes y otros riesgos similares.

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

No podemos asegurar que cualquier acto de expropiación por parte del Gobierno argentino o mexicano, cambios en leyes y reglamentos aplicables, o interpretaciones judiciales o administrativas adversas de esas leyes o reglamentos no tendrán un efecto material adverso en nuestra operación o negocio, o en la economía argentina o mexicana, en general, 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 argentino ha intervenido directamente en la economía mediante expropiaciones, nacionalizaciones, controles de precios y controles de cambio, entre otros.

Históricamente, el gobierno argentino ha adoptado medidas para controlar directa o indirectamente el acceso de las empresas privadas y de los particulares a los mercados de comercio exterior y de divisas, como la restricción de su libre acceso y la imposición de la obligación de repatriar y vender en el mercado local de divisas todos los ingresos en moneda extranjera obtenidos por las exportaciones. Estas regulaciones nos impiden y limitan compensar el riesgo derivado de nuestra exposición al dólar estadounidense. Nuestras actividades y operaciones en Argentina también pueden verse afectadas negativamente por las medidas adoptadas por el gobierno argentino para hacer frente a la inflación y promover un crecimiento macroeconómico sostenible.

Es probable que en el futuro se produzca un escenario de baja tasa de crecimiento y alta inflación como consecuencia de la acumulación de desequilibrios macroeconómicos en los últimos años, de las medidas regulatorias del gobierno argentino y de las difíciles condiciones económicas internacionales, así como de la tensión adicional impuesta por la pandemia de COVID-19. No podemos asegurar que las políticas aplicadas por el gobierno argentino no afecten negativamente a nuestra actividad, resultados de las operaciones, situación financiera, valor de nuestros títulos y capacidad de cumplir nuestras obligaciones financieras.

La economía Argentina es muy sensible a los acontecimientos políticos locales, los cuales en el pasado han tenido un impacto adverso en el nivel de inversión. Los acontecimientos futuros pueden afectar negativamente a la economía argentina y, a su vez, a nuestra actividad, resultados de las operaciones, situación financiera, valor de nuestros títulos y capacidad para cumplir nuestras obligaciones financieras.

En el futuro, el gobierno argentino podría imponer nuevos controles de cambio y restricciones a las transferencias al exterior, restricciones al movimiento de capitales o tomar otras medidas en respuesta a la fuga de capitales o a una depreciación significativa del peso argentino, lo que podría limitar nuestra capacidad de acceso a los mercados internacionales de capitales. Dichas medidas podrían dar lugar a 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 de Argentina y, en consecuencia, afectar negativamente a nuestro negocio y a los resultados de las operaciones y hacer que disminuya el valor de mercado de nuestras acciones de la serie A o de nuestros ADS.

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

Argentina

La Ley de Hidrocarburos No.17,319 (según la misma sea reformada de tiempo en tiempo, la "Ley de Hidrocarburos Argentina") 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 estatal, según la ubicación de los recursos), mediante el cual las empresas tienen derechos exclusivos de exploración, desarrollo, explotación y titularidad de la producción en boca de pozo, a cambio del pago de un canon y la adhesión al régimen fiscal general.

La Ley de Hidrocarburos Argentina, con sus modificaciones, establece que las concesiones de petróleo y gas tienen una vigencia de 25 años, 35 años para las concesiones no convencionales y 30 años para las concesiones offshore, en cada caso, a partir de la fecha de su otorgamiento y sujetas a prórrogas por períodos de hasta 10 años cada una. Para poder acceder a la prórroga de una concesión en virtud de las modificaciones de la Ley No. 27.007, los concesionarios deberán (i) haber cumplido con sus obligaciones, (ii) estar produciendo hidrocarburos en la concesión considerada y (iii) presentar un plan de inversiones para el desarrollo de dichas áreas a solicitud de las autoridades competentes hasta un año antes de la finalización de cada plazo de la concesión.

Además, a los titulares de concesiones que soliciten prórrogas (de acuerdo con la Ley No. 27.007) se les puede exigir el pago de cánones adicionales que van desde el 3% y hasta un máximo total del 18%. De acuerdo con la Ley de Hidrocarburos Argentina, el incumplimiento de las normas y obligaciones puede dar lugar a la imposición de multas, y las infracciones importantes que no se subsanen una vez transcurrido el período de subsanación correspondiente pueden dar lugar a la revocación de la concesión o el permiso.

No se puede asegurar que nuestras concesiones vayan a ser renovadas en el futuro por las autoridades competentes sobre la base de los planes de inversión presentados a tal efecto, ni que dichas autoridades no vayan a imponer requisitos adicionales para la renovación de dichas concesiones o permisos. Además, cinco de nuestras concesiones bajo la Ley No. 27,007 fueron otorgadas por un período de 35 años y con cánones del 12%, es decir, por períodos más largos que los convencionales bajo los términos prescritos por la Ley 27.007. No podemos asegurar que cualquier legislación futura que el gobierno argentino pueda promulgar de vez en cuando no pueda afectar a dichas concesiones.

Los permisos de exploración y las concesiones de explotación otorgan un derecho adquirido que no puede ser rescindido sin indemnización legal. No obstante, las autoridades de aplicación provinciales competentes están facultadas para revocar estas licencias en caso de incumplimiento de las condiciones del permiso o de la concesión por parte del titular. (artículo 80 de la Ley No. 17,319). Los licenciatarios también pueden renunciar parcial o totalmente, en cualquier momento, a la superficie de un permiso o concesión. Si se renuncia a un permiso de exploración, el concesionario estará obligado a pagar las cantidades de inversión comprometidas y no cumplidas (artículos 20 y 81 de la Ley No. 17,319).

La Ley 26,197 (*la "Ley Corta"*) transfirió el dominio eminente sobre los yacimientos de hidrocarburos del Gobierno argentino a las provincias. Los permisos de exploración y las concesiones de explotación existentes al momento de la sanción de la Ley Corta han sido transferidos a los gobiernos provinciales correspondientes hasta su vencimiento. En cambio, las concesiones de transporte entre provincias siguen estando sujetas a la jurisdicción federal. Los derechos petroleros son independientes de los derechos de superficie. La producción de petróleo pertenece al licenciatario (el titular de un permiso de exploración o de una concesión de explotación) a partir de su extracción.

No se puede asegurar que nuestras concesiones de explotación sean renovadas en el futuro por las autoridades provinciales sobre la base de los planes de inversión presentados a tal efecto, o que dicha autoridad no impondrá requisitos adicionales para la renovación de dichas concesiones. Ver sección *"PANORAMA DE LA INDUSTRIA Y REGULATORIO – Panorama General de la Industria del Petróleo y Gas en Argentina"*.

México

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

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

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

Los efectos de una crisis financiera mundial o regional y los disturbios en el sistema financiero mundial pueden tener un impacto negativo en nuestro negocio, nuestra situación financiera y los resultados de nuestras operaciones.

Los efectos de una crisis económica global en nuestros clientes y en nosotros no se pueden predecir. La debilidad de las condiciones económicas globales y locales podría llevar a una reducción de la demanda o de los precios de la energía, los hidrocarburos y los productos petrolíferos y petroquímicos relacionados, lo que podría tener un efecto negativo en nuestros ingresos. Factores económicos como el desempleo, la inflación y la falta de disponibilidad de crédito también podrían tener un efecto material adverso en la demanda de energía y, por lo tanto, en la situación financiera de nuestro negocio y en los resultados de las operaciones. La situación financiera y económica en Argentina, México o en otros países de América Latina, como Brasil, también puede tener un impacto negativo en nosotros y en terceros con los que hacemos o podemos hacer negocios. Véase la sección “FACTORES DE RIESGO - La economía argentina puede verse afectada negativamente por la evolución económica en los mercados financieros globales y por efectos de “contagio” más generales de otros mercados financieros, que podrían tener un efecto material adverso en el crecimiento económico de Argentina” de este reporte anual.

La 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 de Argentina y la economía argentina se ven influenciados por los efectos de la crisis financiera mundial o regional y las condiciones de mercado en otros mercados del mundo. La inestabilidad económica mundial, como la incertidumbre sobre las políticas comerciales globales, el deterioro de las condiciones económicas de Brasil (principal socio comercial de Argentina) y de las economías de otros importantes socios comerciales de Argentina, como China o Estados Unidos, la retirada del Reino Unido de la Unión Europea (“Brexit”), las tensiones geopolíticas entre Estados Unidos y varios países extranjeros, el conflicto entre Rusia y Ucrania, las decisiones de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (“OPEP”) y de otras naciones productoras de petróleo no pertenecientes a la OPEP con respecto a la producción de petróleo que afecten las cuotas del mismo, las discordias idiosincrásicas, políticas y sociales, los atentados terroristas, las rebajas en la calificación de la deuda soberana, una enfermedad pandémica, incluido el resultado de la pandemia COVID-19, podrían afectar a la economía argentina y poner en peligro la capacidad de Argentina para corregir sus desequilibrios macroeconómicos existentes, entre otros. Aunque las condiciones económicas varían de un país a otro, las reacciones de los inversionistas a los acontecimientos que ocurren en un país demuestran a veces un efecto de “contagio” en el que toda una región o clase de inversión es desfavorecida por los inversores internacionales.

En consecuencia, no se puede asegurar que la economía y los mercados de valores argentinos no se vean afectados por acontecimientos que afecten al mundo, una región en particular, a las economías desarrolladas, a los mercados emergentes o a cualquiera de los principales socios comerciales de Argentina, lo que a su vez podría afectar negativamente a nuestra actividad, situación financiera y resultados de las operaciones, así como al valor de mercado de nuestros ADS. Además, una devaluación significativa de las monedas de nuestros socios comerciales o competidores comerciales podría afectar negativamente a la competitividad de Argentina y, en consecuencia, afectar negativamente a la economía argentina y a nuestra situación financiera y resultados de las operaciones.

Las restricciones en el suministro de energía podrían afectar negativamente a la economía argentina y, por tanto, nuestros negocios, condiciones financieras y resultados de las operaciones.

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, incluyendo, pero sin limitar, importar gas natural para compensar la escasez de producción local, usando las reservas del BCRA para adquirir dichas importaciones, dada la ausencia de inversión extranjera directa, aumentando el número de participantes que pueden acogerse al Régimen Promocional de Inversiones de la Ley de Hidrocarburos Argentina. En caso de que estas medidas no tengan el efecto buscado por el gobierno argentino, éste podría verse obligado a seguir importando gas natural, lo que, como se mencionó anteriormente, podría tener un impacto negativo en las reservas de divisas del BCRA. Si el gobierno argentino no puede pagar las importaciones de gas natural, la actividad económica, los negocios y las industrias podrían verse negativamente afectados.

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 producción, el transporte y la distribución de energía en Argentina con respecto al suministro residencial e industrial, esto podría reducir la confianza y afectar negativamente la situación económica y financiera de Argentina y causar inestabilidad política. Por otra parte, si la inversión necesaria para incrementar la producción de gas natural y el transporte y distribución de energía no se determina de manera oportuna, la actividad económica en Argentina podría verse afectada negativamente y nuestro negocio, condición financiera y resultados de operación podrían verse afectados negativamente.

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

Las elecciones presidenciales se llevan a cabo en Argentina cada cuatro años y las elecciones legislativas cada dos años, lo que supone la renovación parcial de ambas cámaras del Congreso. Las próximas elecciones presidenciales y legislativas están previstas para octubre 2023, con las elecciones primarias previstas para agosto de 2023. Además, algunas provincias tienen calendarios diferentes que se adelantan ligeramente al calendario nacional, como la provincia de Neuquén, que celebró elecciones el 16 de abril de 2023.

Cambios en las administraciones locales y federales pueden implicar también alteraciones en los programas y políticas vigentes en el sector del petróleo y el gas. Tanto el presidente de Argentina como el Congreso Argentino tienen un poder considerable para determinar las políticas y acciones gubernamentales que se relacionan con la economía argentina. Por lo tanto, no podemos prever las medidas que podrían ser adoptadas por cualquier administración federal futura, o por cualquier futura administración a nivel provincial, y el efecto que dichas medidas podrían tener en la economía argentina y en la capacidad de Argentina para cumplir con sus obligaciones financieras, lo que podría afectar negativamente nuestros negocios, nuestra condición financiera y los resultados de nuestras operaciones. Además, no podemos asegurar que los acontecimientos económicos, regulatorios, sociales y políticos en Argentina no afectarán nuestros negocios, nuestra condición financiera o los resultados de nuestras operaciones, ni harán que el valor de mercado de nuestras acciones o ADSs disminuya.

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

La falta de un sólido marco institucional y transparente en relación con la contratación estatal y las acusaciones de corrupción han afectado y siguen afectando a Argentina. En el Índice Internacional de Percepción de la Corrupción y transparencia de 2022, Argentina se colocó en el lugar 94 de 180 países (siendo 1 el país menos corrupto y el 180 el más corrupto), cayendo respecto del estudio del año 2021.

A la fecha de este reporte anual, existen varias investigaciones en curso sobre denuncias de blanqueo de capitales y corrupción que están siendo llevadas a cabo por el Ministerio Público Argentino. Las empresas implicadas en las mismas pueden verse sometidas, entre otras consecuencias, a una disminución de su calificación crediticia, a reclamaciones por parte de sus inversionistas, y pueden experimentar además restricciones en su acceso al financiamiento a través de los mercados de capitales, junto con una disminución de sus ingresos. El resultado potencial de estas y 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 implicadas, así como en la percepción general del mercado sobre la economía, el entorno político y los mercados de capitales en Argentina. No tenemos ningún control ni podemos predecir el resultado de dichas investigaciones o acusaciones ni su efecto en la inestabilidad económica y política de Argentina, ni el efecto adverso en nuestras actividades comerciales y resultados de las operaciones.

Reconocemos 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 a la reputación internacional de Argentina y a su capacidad para atraer inversiones extranjeras.

El Estado argentino es propietario de las reservas de hidrocarburos situadas en el subsuelo de Argentina

La Ley de Hidrocarburos Argentina establece que los yacimientos de hidrocarburos líquidos y gaseosos ubicados en el territorio de Argentina y en su plataforma continental pertenecen al patrimonio inalienable e imprescriptible del Estado argentino, ya sea a nivel federal o provincial, dependiendo de la ubicación de dichas reservas. Sin embargo, la exploración y producción de petróleo y gas natural se realiza a través de permisos de exploración y concesiones de explotación otorgados a empresas públicas y privadas. El acceso a las reservas de petróleo y gas natural es esencial para la producción sostenida y la generación de ingresos de una empresa petrolera y de gas, y nuestra capacidad de generar ingresos se vería materialmente afectada si el gobierno argentino restringiera o impidiera la exploración o extracción de cualquiera de las reservas de petróleo y gas natural que nos ha asignado o si no pudiéramos competir eficazmente con otras empresas petroleras y de gas en futuras rondas de licitación de derechos adicionales de exploración y producción en Argentina.

Las condiciones económicas y las políticas gubernamentales en México y en otros lugares pueden tener un impacto material en nuestras operaciones.

Un deterioro en la condición económica de México, inestabilidad social, disturbios políticos, cambios en las políticas gubernamentales u otros acontecimientos sociales adversos en México podrían afectar adversamente nuestra condición financiera y de negocios. Esos acontecimientos también podrían provocar un aumento de la volatilidad en los mercados financieros y cambiarios, lo que afectaría nuestra capacidad para obtener financiamiento. Además, el Gobierno mexicano ha anunciado diversos recortes presupuestarios en los años recientes como consecuencia a la caída de los precios internacionales del

crudo. Cualquier nuevo recorte presupuestario podría afectar negativamente a la economía mexicana y, en consecuencia, a nuestros negocios, situación financiera, resultados operativos y perspectivas.

En el pasado, México ha experimentado varios periodos de crecimiento económico lento o negativo, alta inflación, altas tasas de interés, devaluación de la moneda y otros problemas económicos. Estos problemas pueden empeorar o reaparecer, según corresponda, en el futuro y podrían afectar adversamente nuestro negocio y nuestra capacidad para pagar nuestra deuda. Un empeoramiento de las condiciones financieras o económicas internacionales, como una desaceleración del crecimiento o condiciones de recesión en los socios comerciales de México, incluyendo a Estados Unidos, o el surgimiento de una nueva crisis financiera, podría tener efectos adversos en la economía mexicana, en nuestra condición financiera y en nuestra capacidad para pagar nuestra deuda.

Además, el Gobierno mexicano ha tenido una influencia significativa en la economía mexicana en el pasado y es probable que continúe haciéndolo. Los cambios en el marco legal y las políticas pueden afectar negativamente a nuestro negocio y al valor de nuestros valores.

La actividad delictiva en México podría afectar nuestras operaciones.

En los últimos años, México ha experimentado un periodo de creciente actividad delictiva, principalmente debido a las actividades de los cárteles de la droga y organizaciones delictivas relacionadas. Además, el desarrollo del mercado ilícito de combustibles en México ha conducido a un aumento de los robos y del comercio ilegal de los combustibles que producimos. En respuesta, el gobierno mexicano ha implementado varias medidas de seguridad y ha fortalecido sus fuerzas militares y policiales. A pesar de estos esfuerzos, la actividad delictiva sigue existiendo en México. En un caso extremo, estas actividades, su posible escalada y la violencia asociada con ellas, pueden tener un impacto negativo en nuestra condición financiera y resultados de operación.

Los acontecimientos económicos y políticos en México pueden afectar negativamente la política económica del país y, a su vez, nuestras operaciones.

Los eventos políticos en México pueden afectar significativamente la política económica del país y, en consecuencia, nuestras operaciones. Las elecciones presidenciales mexicanas de 2018 dieron lugar a un cambio de administración que entró en funciones el 1 de diciembre de 2018. No puede haber ninguna seguridad en las predicciones sobre la forma en que se llevará a cabo la actual administración y cualquier medida que ésta adopte podría tener resultados inciertos e impactos negativos. Además, otros acontecimientos y cambios, y cualquier inestabilidad política y económica que pueda surgir en México, podrían tener un efecto material adverso en la economía del país. No podemos predecir de forma adecuada el impacto que podría tener. No podemos asegurar que los acontecimientos políticos en México no tendrán un efecto adverso en la economía mexicana o en la industria del petróleo y el gas y, a su vez, en nuestros negocios.

Las condiciones económicas en México están altamente correlacionadas con las condiciones económicas de los Estados Unidos debido a la proximidad física/geográfica y al alto grado de actividad económica entre los dos países en general, incluyendo el comercio facilitado por el Tratado de Libre Comercio de América del Norte (el "TLCAN"). Como resultado, los acontecimientos políticos en los Estados Unidos, incluyendo los cambios en la administración y las políticas gubernamentales, también pueden tener un impacto en el tipo de cambio entre el Dólar estadounidense y el Peso mexicano, las condiciones económicas en México y los mercados de valores globales.

Si bien los gobiernos de México y Estados Unidos han podido llegar a un entendimiento en el pasado, no podemos asegurar que dicho entendimiento se mantendrá o que el gobierno de Estados Unidos

no impondrá políticas a México en el futuro y que no nos veremos afectados negativamente por dichas políticas en el futuro.

La nación mexicana es propietaria de las reservas de hidrocarburos ubicadas en el subsuelo de México.

La Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos (la "Constitución mexicana") establece que la nación mexicana, y no nosotros, es dueña de todas las reservas de petróleo y otros hidrocarburos ubicadas en el subsuelo de México. El artículo 27 de la Constitución mexicana establece que el Gobierno mexicano llevará a cabo actividades de E&P a través de contratos con terceros o asignaciones otorgadas a Empresas Productivas del Estado. La Ley de Hidrocarburos de México nos permite a nosotros y a otras compañías petroleras y de gas explorar y extraer las reservas de petróleo y otros hidrocarburos ubicadas en México, sujeto a la celebración de acuerdos de conformidad con un proceso de licitación competitiva. El acceso a las reservas de petróleo y gas natural, es esencial para la producción sostenida y la generación de ingresos de una empresa petrolera y de gas, y nuestra capacidad para generar ingresos se vería materialmente afectada de manera adversa si el gobierno mexicano restringiera o impidiera la exploración o extracción de cualquiera de las reservas de petróleo y gas natural que nos ha asignado o si no pudiéramos competir eficazmente con otras empresas petroleras y de gas en futuras rondas de licitación para obtener derechos adicionales de exploración y producción en México. Para mayor información, véase la sección "*PANORAMA DE LA INDUSTRIA Y REGULATORIO - panorama de la industria del petróleo y gas en México*" de este reporte anual.

Una nueva pandemia podría tener un efecto adverso significativo en nuestras operaciones comerciales, como ocurrió con la pandemia de COVID-19.

A finales de diciembre de 2019 se notificó a la Organización Mundial de la Salud respecto de un caso de neumonía originada en Wuhan, provincia de Hubei (causado por el nuevo coronavirus, COVID-19), con casos pronto confirmados en múltiples provincias de China, así como en otros países. Desde que el COVID-19 se esparció por todo el mundo en el 2020, la pandemia de COVID-19 ha provocado numerosas muertes y la imposición de medidas gubernamentales locales, municipales y nacionales de "refugio en el lugar" y otras medidas de cuarentena, cierre de fronteras y otras restricciones de viaje, causando una interrupción comercial sin precedentes en varias jurisdicciones, incluyendo México y Argentina. Para mitigar el impacto de la pandemia de COVID-19, los gobiernos argentino y mexicano han implementado diferentes medidas que implican restricciones sociales obligatorias a la movilidad y cierres de negocios no esenciales, monitoreo en aeropuertos y otros centros de transporte, restricciones de viaje, suspensión de visas, encierros a nivel nacional, cierre de instituciones públicas y privadas, suspensión de eventos deportivos, restricciones de sitios culturales y atracciones turísticas, así como la extensión de vacaciones, entre otras.

Durante el año 2020, los ingresos y la situación financiera de la empresa se vieron gravemente afectados por la reducción de la demanda de petróleo y gas, y el desplome de los precios del petróleo y el gas debido a la pandemia de COVID-19. Debido a estos problemas, durante parte de dicho año decidimos detener todas las actividades de perforación y terminación, tanto en Argentina como en México, lo que impactó negativamente en nuestra producción al retrasar los proyectos de desarrollo. Como resultado de lo anterior, nuestra pérdida neta del año de US\$102.7 millones en 2020 comparada con US\$32.7 en 2019 y nuestro EBITDA Ajustado fue de US\$95.6 millones en 2020, lo que implicó una reducción del 44% en comparación con el 2019.

Durante el año 2021 y 2022, los gobiernos argentino y mexicano flexibilizaron gradualmente las restricciones vigentes para contener el impacto de la pandemia, como la reapertura de las escuelas, la eliminación de las restricciones a los viajes aéreos nacionales e internacionales, el uso opcional de

mascarillas en lugares públicos, la autorización del público en eventos deportivos y culturales masivos, en vista de los avances en las campañas de vacunación.

El 28 de febrero de 2023, la CRE publicó la Resolución, mediante la cual reinstaló, a partir del 1 de marzo de 2023, los procedimientos previamente suspendidos por la CRE durante la pandemia de COVID-19. Tras su publicación en el Diario Oficial de la Federación, la Resolución levantó, a partir del 1 de marzo de 2023, la suspensión de plazos legales. La Resolución pretende abordar el retraso de tres años y satisfacer las necesidades del mercado regulado. Con esta Resolución, la CRE espera dar respuesta a todos los procedimientos pendientes como consecuencia de la aplicación de las medidas de mitigación de la pandemia COVID-19. A la fecha de la Resolución había 9,963 procedimientos pendientes de los cuales 7,887 se refieren a hidrocarburos, 858 a energía y 1,218 a pre-registros.

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

Estamos sujetos a riesgos relacionados con cierta disposición de responsabilidad fiscal solidaria en México, en la que Vista podría ser responsable solidaria de impuesto sobre la renta que se cause por enajenaciones de sus acciones entre residentes en el extranjero sin establecimiento permanente en México, si dichas operaciones no sean informadas a las autoridades fiscales mexicanas.

El gobierno mexicano aprobó y publicó en el Diario Oficial de la Federación una disposición fiscal por la cual, a partir del 1 de enero de 2022, las sociedades residentes en México podrán ser responsables solidarias de los impuestos que causen los no residentes fiscales en México por la venta o enajenación, a otro residente fiscal no mexicano, de sus acciones o valores representativos de la propiedad de activos, emitidos por dichas sociedades, si la sociedad residente mexicana correspondiente no proporciona cierta información respecto de determinadas enajenaciones o ventas a las autoridades fiscales mexicanas y el vendedor no mexicano no cumple con la obligación de pagar el impuesto correspondiente. Dados los mecanismos y procedimientos inherentes a las bolsas de valores, incluyendo el volumen de negociación en la Bolsa de Valores de Nueva York, las empresas mexicanas, incluyéndonos a nosotros, tienen desafíos prácticos para identificar y rastrear la venta o disposición de los ADSs en poder de nuestros inversionistas, independientemente de que sean residentes fiscales mexicanos o no mexicanos. Por lo tanto, si el no residente en México no paga los impuestos devengados por la venta y la Compañía no cumple con la obligación de información antes mencionada, las autoridades fiscales pueden imponer a la Compañía una responsabilidad solidaria por los impuestos no pagados derivados de la enajenación o venta de los ADSs realizada por los no residentes en México a otro no residente en México cuando no se cumplan ciertos requisitos establecidos en la Ley Fiscal Mexicana y su reglamento para que dicha venta o enajenación de ADSs esté exenta en México. Esta evaluación potencial podría tener un efecto adverso en nuestro negocio, equivalente a la obligación solidaria de pago de impuestos no pagados.

Sin embargo, Vista se ha amparado en contra de esta disposición fiscal con la intención de obtener una excepción a la entrega de esta información, y por lo tanto no ser considerada en las obligaciones de responsabilidad fiscal solidaria. A la fecha del presente reporte anual, este amparo no ha sido resuelto.

Riesgos relacionados con nuestras Acciones Serie A y los ADS

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

A la fecha de este reporte anual, nuestras Acciones Serie A se encuentran listadas y cotizan en la BMV y los ADSs se encuentran listados en la NYSE. Los mercados de nuestras Acciones Serie A o para los ADS puede no tener liquidez y el precio al que las Acciones Serie A o los ADS pueden ser vendidos es incierto.

La negociación de los ADS o de nuestras Acciones Serie A en estos mercados se lleva a cabo en diferentes monedas (Dólares en el Bolsa de Valores de Nueva York (la “NYSE” por sus siglas en inglés) y Pesos mexicanos en la BMV), y en diferentes momentos (como resultado de diferentes zonas horarias, diferentes días de negociación y diferentes días festivos en los Estados Unidos y México). Los precios de negociación de los valores en estos dos mercados pueden diferir debido a estos y otros factores. Cualquier disminución en el precio de nuestras Acciones Serie A en la BMV podría causar una disminución en el precio de cotización de los ADS en la NYSE. Los inversionistas podrían tratar de vender o comprar nuestras acciones para aprovechar cualquier diferencia de precio entre los mercados a través de una práctica conocida como arbitraje. Cualquier actividad de arbitraje podría crear una volatilidad inesperada tanto en los precios de nuestras acciones en una bolsa como en los ADS disponibles para negociar en la otra bolsa. Además, los tenedores de ADS no podrán entregar inmediatamente sus ADS y retirar las Acciones Serie A subyacentes para negociar en el otro mercado sin efectuar los procedimientos necesarios con el depositario. Esto podría resultar en demoras en el tiempo y costos adicionales para los tenedores de los ADS.

Los precios de negociación de las Acciones Serie A y de los ADS pueden fluctuar significativamente.

La volatilidad en el precio de mercado de nuestras Acciones Serie A y de los ADS puede impedir que los inversionistas vendan sus valores a un precio igual o superior al que pagaron por ellos. El precio de mercado y la liquidez de mercado de nuestras Acciones Serie A y de los ADS pueden verse afectados negativamente por diversos factores, incluyendo, entre otros, el grado de participación de los inversionistas en nosotros, el atractivo de nuestras Acciones Serie A y nuestros ADSs en comparación con otros valores de mercado (por ejemplo, acciones emitidas por una compañía con un mayor historial de operaciones en nuestra propia industria), nuestro desempeño financiero y las condiciones generales del mercado. Ciertos factores adicionales que podrían afectar negativamente, o resultar en fluctuaciones en el precio de nuestras Acciones Serie A y de los ADS incluyen: variaciones reales o anticipadas en nuestros resultados operativos; diferencias potenciales entre nuestros resultados financieros y operativos reales y los esperados por los inversores; las percepciones de los inversionistas sobre nuestras perspectivas y las perspectivas de nuestro sector; nuevas leyes o reglamentos o nuevas interpretaciones de leyes y reglamentos, incluyendo lineamientos fiscales, aplicables al sector energético, a nuestras Acciones Serie A y/o a los ADS; las tendencias y riesgos económicos generales en las economías o mercados financieros de los Estados Unidos, América Latina o el mundo, incluidos los derivados de guerras, incidentes de terrorismo o respuestas a tales acontecimientos; cambios en nuestras operaciones o en las estimaciones de utilidades o en la publicación de informes de investigación sobre nosotros o sobre la industria energética latinoamericana; condiciones de mercado que afectan a la economía latinoamericana en general o a los prestatarios de América Latina en particular; volatilidad significativa en el precio de mercado y en el volumen de negociación de los valores de las empresas del sector energético, que no están necesariamente relacionados con el desempeño operativo de estas empresas; adiciones o desviaciones de nuestro Equipo de Administración; completar (o no completar) adquisiciones adicionales o ejecutar acuerdos de concesión adicionales; especulación en la prensa o en la comunidad inversionista; los cambios en las calificaciones o perspectivas crediticias asignadas a los países de América Latina, en particular México y Argentina, y a las

entidades del sector energético; condiciones o acontecimientos políticos en Argentina, México, Estados Unidos y otros países; y promulgación de legislación u otros desarrollos regulatorios que nos afecten negativamente a nosotros o a nuestra industria.

Los mercados de valores generalmente experimentan fluctuaciones extremas de precios y volúmenes que a menudo no han estado relacionadas o han sido desproporcionadas con el desempeño operativo de las empresas involucradas. No podemos asegurar que los precios y las valoraciones de las operaciones se mantendrán. Estos amplios factores del mercado y de la industria pueden afectar adversamente el precio de mercado de nuestras Acciones Serie A y de los ADS, independientemente de nuestro desempeño operativo. Las fluctuaciones del mercado, así como las condiciones políticas y económicas generales en los mercados en los que operamos, tales como la recesión o las fluctuaciones en el tipo de cambio de divisas, también pueden afectar adversamente el precio de mercado de nuestras Acciones Serie A y ADS. Después de periodos de volatilidad en el precio de mercado de los valores de una compañía, esa compañía a menudo puede estar sujeta a litigios de demanda colectiva de valores. Este tipo de litigio puede resultar en costos sustanciales y en una desviación de la atención y los recursos de la administración, lo cual tendría un efecto material adverso en nuestro negocio, resultados de operación y condición financiera.

La baja liquidez relativa y la alta volatilidad del mercado de valores mexicano pueden hacer que los precios y volúmenes de negociación de nuestras Acciones Serie A y de los ADS fluctúen significativamente.

La BMV es una de las bolsas más grandes de América Latina en términos de capitalización bursátil agregada de las empresas que cotizan, pero sigue siendo relativamente ilíquida y volátil en comparación con otros importantes mercados bursátiles extranjeros. Aunque el público participa en la negociación de valores en la BMV, una parte sustancial de la actividad de negociación en la BMV es llevada a cabo por o en nombre de grandes inversionistas institucionales. El volumen de negociación de valores emitidos por empresas de mercados emergentes, tales como las empresas mexicanas, tiende a ser menor que el volumen de negociación de valores emitidos por empresas de países más desarrollados. Estas características del mercado pueden limitar la capacidad de un tenedor de nuestras Acciones Serie A y también pueden generar un efecto adverso en el precio de mercado de las Acciones Serie A y, como resultado, el precio de mercado de los ADS.

Si los analistas de valores o de la industria no publican informes de investigación sobre nuestro negocio, o si publican informes negativos sobre nuestro negocio, el precio y el volumen de operaciones de nuestras Acciones Serie A y de los ADS podrían disminuir.

El mercado de negociación de nuestras Acciones Serie A y de los ADS puede verse impactado en parte de los estudios e informes que los analistas de valores o de la industria publiquen sobre nosotros, nuestro negocio, mercado o competidores. Si no contamos con la cobertura de ningún analista de valores o de la industria, el precio de negociación de nuestras Acciones Serie A y de los ADS puede verse afectado negativamente. Si uno o más de los analistas que nos cubren rebajan o hacen publicidad negativa sobre nuestras Acciones Serie A y ADS, es probable que el precio de nuestras acciones baje. Si uno o más de estos analistas dejan de cubrirnos o no publican regularmente informes sobre nosotros, la participación en nuestras Acciones Serie A y en los ADS puede disminuir, lo que puede hacer que el precio de nuestras acciones o el volumen de negociación disminuyan.

Hemos otorgado, y podemos continuar haciéndolo, incentivos en acciones, lo que puede resultar en un aumento de los gastos de remuneración y los accionistas de nuestras Acciones Serie A y ADSs pueden sufrir una mayor dilución.

En abril de 2018 adoptamos nuestro plan de incentivos a largo plazo (el “Plan”) con el propósito de atraer y retener a personas talentosas como funcionarios, directores, empleados y consultores que son clave para nosotros, incentivando su desempeño y alineando sus intereses con los nuestros. De conformidad con el Plan, nuestro Consejo de Administración está autorizado a otorgar Acciones Serie A o ADS restringidas (las “Acciones Restringidas”) y opciones para comprar nuestras Acciones Serie A o ADS (la “Opción de Compra”) a nuestros funcionarios, directores, empleados y consultores. Hemos reservado 8,750,000 Acciones Serie A emitidas el 18 de diciembre de 2017 para la implementación del Plan. Asimismo, las acciones de la serie A recompradas por la Sociedad a través de nuestro programa de recompra podrán ser asignarse al Plan.

Adicionalmente, la adquisición de Acciones Serie A reservadas para el Plan (o la asignación de acciones serie A recompradas por la Sociedad a través de nuestro programa de recompra) puede causar una dilución inmediata a nuestros accionistas actuales y también puede tener un efecto dilusivo en nuestras utilidades por Acción. Si todas las acciones serie A actualmente reservadas para el Plan y todas las acciones recompradas a través del programa de recompra en curso se pusieran en circulación, nuestro capital social emitido y en circulación aumentaría un 6%, pasando de 92,883,542 acciones serie A en circulación a esta fecha a un total de 98,781,026 acciones serie A.

Las ventas sustanciales de nuestras Acciones Serie A o de los ADS podrían hacer que el precio de nuestras Acciones Serie A o de los ADS disminuya.

El precio de mercado de nuestras Acciones Serie A y de los ADS puede disminuir como resultado de las ventas de un gran número de Acciones Serie A y ADS o de la percepción de que estas ventas pueden ocurrir. Estas ventas, o la posibilidad de que se produzcan, también podrían dificultar la venta de valores de renta variable en el futuro, en el momento y al precio que consideremos apropiado.

Nuestros accionistas o entidades controladas por ellos o sus cesionarios autorizados podrán vender sus acciones en el mercado público de vez en cuando sin necesidad de registrarlas, sujeto a ciertas limitaciones en cuanto al tiempo, monto y método de las ventas impuestas por las regulaciones emitidas por la SEC, así como cualquier otra regulación (incluyendo las normas en materia de competencia económica) que puedan aplicarse. Si cualquiera de nuestros accionistas, las entidades afiliadas controladas por ellos o sus respectivos cesionarios autorizados vendieran un gran número de sus acciones, el precio de mercado de nuestras Acciones Serie A podría disminuir significativamente, como resultado, el precio de mercado de las ADS. Además, la percepción en los mercados públicos de que las ventas de las Acciones Serie A y de los ADS pueden tener un efecto adverso en el precio de mercado de nuestras Acciones Serie A y de los ADS.

Las protecciones otorgadas a los accionistas minoritarios en México no son tan amplias como las de otras jurisdicciones, como las de Estados Unidos.

De conformidad con las leyes mexicanas, las protecciones otorgadas a los accionistas minoritarios y las responsabilidades y deberes de los directores y altos funcionarios son diferentes o no tan completas como las de los Estados Unidos. Aunque las leyes mexicanas establecen deberes específicos de cuidado y lealtad aplicables a nuestros consejeros, miembros de comités y altos funcionarios, el régimen legal mexicano que rige a los consejeros, miembros de comités y altos funcionarios, y sus deberes, no es tan amplio o desarrollado como en los Estados Unidos y no ha sido objeto de una interpretación judicial tan amplia y precisa. Además, los criterios aplicados en otras jurisdicciones, incluyendo Estados Unidos, para determinar la independencia de los directores corporativos pueden ser diferentes de los criterios aplicables bajo las leyes y reglamentos mexicanos correspondientes. Además, en México, existen diferentes requisitos procesales para los juicios de accionistas que funcionan exclusivamente para nuestro beneficio (como con

respecto a los juicios derivados) y no para el beneficio de nuestros accionistas (incluso aquellos que inician una acción). Como resultado, en la práctica puede ser más difícil para nuestros accionistas minoritarios hacer valer sus derechos contra nosotros o contra nuestros directores, miembros de comités o altos funcionarios, incluso por incumplimiento de sus deberes o cuidado o lealtad) que para los accionistas de una compañía de los Estados Unidos u otra compañía no mexicana, o para obtener compensación para los accionistas minoritarios, por las pérdidas causadas por los directores, miembros de comités o altos funcionarios como resultado de un incumplimiento de sus deberes.

Nuestros estatutos sociales contienen disposiciones destinadas a restringir la adquisición de nuestras acciones y a restringir la ejecución de acuerdos de voto entre nuestros accionistas.

De conformidad con nuestros estatutos sociales, toda adquisición directa o indirecta de acciones, o todo intento de adquisición de acciones de cualquier naturaleza por parte de una o más personas o entidades, requiere la aprobación previa por escrito del Consejo de Administración cada vez que el número de acciones a adquirir, sumado a las acciones que ya sean propiedad de dicha persona o entidad, resulte en que el adquirente tenga el 10% o más de nuestro capital social en circulación. Una vez alcanzado dicho porcentaje, dicha persona o entidad deberá notificar a nuestro Consejo de Administración de cualquier adquisición siguiente de acciones por parte de dicha persona o entidad a través de la cual adquiera acciones adicionales que representen el 2% o más de nuestro capital social en circulación. También deberá solicitarse la aprobación previa por escrito de nuestro Consejo de Administración para la ejecución de acuerdos escritos u orales, como consecuencia de los cuales se formen o adopten mecanismos o convenios de asociación de votación, votación en bloque, o mecanismos de votación conjunta o vinculante o de voto conjunto, o ciertas acciones se combinen o compartan de cualquier otra manera, lo que en la práctica resulta en un cambio en el control de nuestra Compañía o en una participación del 20% en la propiedad de nuestra Compañía. No se requiere ninguna autorización adicional para llevar a cabo dichas adquisiciones o para celebrar un acuerdo de voto hasta que el porcentaje de participación en nuestro capital social en circulación sea igual o superior al 20%, ni tampoco se requiere ninguna autorización adicional con respecto a la celebración de acuerdos temporales para el nombramiento de directores minoritarios.

Si una adquirente no cumple con los procedimientos descritos anteriormente, dichas acciones adquiridas o acciones relacionadas con cualquier acuerdo de voto no tendrán derecho a voto en ninguna junta de accionistas de nuestra Compañía. Las acciones adquiridas que no hayan sido aprobadas por nuestro Consejo de Administración no serán inscritas en nuestro libro de registro de acciones, las inscripciones previas en nuestro libro de registro de acciones serán canceladas y la Compañía no reconocerá ni dará valor alguno a los registros o listados a los que se refiere el Artículo 290 de la Ley de Mercado de Valores, cualquier otra disposición que pudiera sustituirla de tiempo en tiempo y otras leyes aplicables. Por lo tanto, los registros o listados mencionados anteriormente no serán considerados como evidencia de la titularidad de las acciones, no otorgarán el derecho a asistir a las asambleas de accionistas ni validarán el ejercicio de ninguna acción legal, incluyendo cualquier acción legal de naturaleza procesal.

Las disposiciones de nuestros estatutos sociales descritas anteriormente sólo podrán ser modificadas o eliminadas con la aprobación de los accionistas que posean al menos el 95% de nuestras acciones. Esto podría obstaculizar el proceso de venta de nuestras acciones o la ejecución de acuerdos relacionados con dichas acciones.

Estas disposiciones de nuestros estatutos sociales podrían desalentar potencialmente la compra futura de un número significativo de nuestras acciones, incluyendo futuros adquirentes potenciales de nuestro negocio, y, en consecuencia, podrían afectar negativamente la liquidez y el precio de nuestras Acciones Serie A.

El pago y el monto de los dividendos o recompra de acciones, están sujetos a la determinación de nuestros accionistas.

El monto disponible para dividendos en efectivo o recompra de acciones, si los hubiera, se verá afectado por muchos factores, incluyendo nuestros resultados operativos futuros, nuestra condición financiera y los requerimientos de capital como resultado de los mismos, así como los términos y condiciones de las restricciones legales y contractuales. Asimismo, el monto de efectivo disponible para el pago de dividendos o recompra de acciones puede variar significativamente de las estimaciones. No es posible garantizar que podamos pagar o mantener el pago de dividendos. Nuestros resultados reales pueden diferir significativamente de las suposiciones hechas por nuestro Consejo de Administración al recomendar dividendos o recompra de acciones a los accionistas o al adoptar o modificar una política de dividendos o recompra de acciones en el futuro. Asimismo, no es posible asegurar que nuestro Consejo de Administración recomiende el pago de dividendos a nuestros accionistas o, si se recomienda, que nuestros accionistas aprueben dicho pago de dividendos o recompra de acciones. El pago de dividendos y los montos de los dividendos pagados o recompra de acciones por nosotros a nuestras Acciones Serie A están sujetos a la aprobación de nuestros accionistas y a que hayamos absorbido o reembolsado pérdidas de años anteriores, y también pueden ser pagados únicamente con cargo a las utilidades retenidas aprobadas por nuestros accionistas y si se han creado reservas legales.

El pago y el monto de los dividendos de Vista Argentina están sujetos a ciertas restricciones del BCRA.

De acuerdo con la normativa cambiaria impuesta por el BCRA, las empresas residentes en Argentina sólo pueden acceder al mercado de divisas para adquirir moneda extranjera y transferirla al exterior para el pago de beneficios y dividendos a accionistas no residentes, si se cumplen determinadas condiciones y/o cuentan con la aprobación previa del BCRA. Aunque sólo los dividendos de Vista Argentina están sujetos a las restricciones impuestas por el BCRA, dichas restricciones pueden afectar a nuestra capacidad para pagar dividendos o completar la recompra de acciones porque la principal fuente de generación de efectivo está en Argentina.

No se puede asegurar que el BCRA no aumente o flexibilice dichos controles o restricciones, que no haga modificaciones a estas regulaciones, que no establezca restricciones más severas al cambio de divisas, o que no mantenga el régimen cambiario actual o cree múltiples tipos de cambio para diferentes tipos de transacciones, modificando sustancialmente el tipo de cambio aplicable para adquirir divisas para atender nuestros pasivos pendientes denominados en monedas distintas al peso, todo lo cual podría socavar nuestra capacidad de pagar dividendos a los accionistas extranjeros y de distribuir todo el flujo de caja neto generado en forma de dividendos o recompras. En consecuencia, estos controles y restricciones de cambio podrían afectar negativamente a la economía argentina y a nuestro negocio, situación financiera y resultados de las operaciones.

Las distribuciones de dividendos a los tenedores de nuestras acciones serie A se harán en pesos mexicanos.

La Compañía distribuirá dividendos a los tenedores de sus acciones serie A en pesos mexicanos. Si bien actualmente el Gobierno Mexicano no restringe la capacidad de las personas físicas o morales mexicanas o extranjeras para convertir Pesos Mexicanos a Dólares de los Estados Unidos o a otras divisas, podría establecer políticas restrictivas de control cambiario en el futuro. Las fluctuaciones futuras en los tipos de cambio y el efecto de cualquier medida de control cambiario adoptada por el gobierno mexicano sobre la economía mexicana no pueden predecirse.

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

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

De conformidad con la Sección 404 de la Ley Sarbanes Oxley de 2002, estamos obligados a incluir un informe de nuestra dirección sobre nuestros controles internos de la información financiera en nuestros reportes anuales en el Formulario 20-F que contenga la evaluación de la dirección sobre la eficacia de nuestros controles internos de la información financiera. Estamos obligados a revelar los cambios realizados en nuestros controles y procedimientos internos y nuestra dirección deberá evaluar la eficacia de estos controles internos sobre la información financiera con carácter anual Sin embargo, mientras seamos una "empresa de crecimiento emergente" conforme a la Ley JOBS, nuestra empresa de contabilidad pública registrada independiente no estará obligada a dar fe de la eficacia de nuestro control interno sobre la información financiera de conformidad con la Sección 404. Podemos seguir estas exenciones de información hasta que dejemos de ser una empresa de crecimiento emergente. No podemos asegurar que de vez en cuando no identifiquemos problemas que puedan requerir una solución. Es posible que encontremos problemas o retrasos en la aplicación de los cambios necesarios para realizar una evaluación favorable de nuestro control interno sobre la información financiera. Una evaluación independiente de la eficacia de nuestros controles internos podría detectar problemas que la evaluación de nuestra dirección podría no detectar. Las debilidades materiales no detectadas en nuestros controles internos podrían dar lugar a reexpresiones de los estados financieros y obligarnos a incurrir en gastos de reparación. En relación con el proceso de certificación por parte de nuestra empresa de contabilidad pública independiente, podemos encontrar problemas o retrasos en la aplicación de las mejoras solicitadas y en la obtención de una certificación favorable. Además, si no conseguimos mantener la adecuación de nuestro control interno sobre la información financiera, no podremos concluir de forma continuada que tenemos un control interno

efectivo sobre la información financiera de acuerdo con la Sección 404, lo que puede tener un efecto adverso para nosotros.

Los requisitos de ser una compañía listada pueden agotar nuestros recursos, desviar la atención de la administración y afectar nuestra capacidad de atraer y retener a miembros calificados del Consejo de Administración.

Tenemos que cumplir con diversos requisitos normativos y de información, incluidos los exigidos por la SEC y por la CNBV. Cumplir con estos requisitos normativos y de presentación de informes requiere mucho tiempo, lo que resulta en un aumento de los costos para nosotros u otras consecuencias adversas. Como compañía pública, estamos sujetos a los requisitos de reporte de la Ley de Bolsas de Valores y a los requisitos de la Ley Sarbanes-Oxley, además de los requisitos de revelación existentes en la Ley del Mercado de Valores (la “LMV”) y en las normas de la CNBV. Estos requisitos pueden suponer una carga para nuestros sistemas y recursos. Las normas de la Ley de Bolsas de Valores aplicables a nosotros como emisores privados extranjeros requieren que presentemos informes anuales y actuales con respecto a nuestra situación comercial y financiera. Asimismo, las normas de la CNBV requieren que realicemos presentaciones anuales y trimestrales y que cumplamos con las obligaciones de divulgación, incluyendo los informes actuales. La Ley Sarbanes-Oxley exige que mantengamos controles y procedimientos eficaces de divulgación y controles internos sobre los informes financieros. Para mantener y mejorar la eficacia de nuestros controles y procedimientos de revelación de información, tendremos que asignar recursos significativos, contratar personal adicional y proporcionar una supervisión adicional de la gestión. Implementaremos procedimientos y procesos adicionales con el fin de cumplir con las normas y requisitos aplicables a las empresas públicas. Estas actividades pueden desviar la atención de la administración de otros negocios, lo cual podría tener un efecto material adverso en nuestro negocio, resultados de operación y condición financiera.

Nuestros estatutos sociales, en cumplimiento de la legislación mexicana, restringen la capacidad de los accionistas extranjeros para invocar la protección de sus Gobiernos con respecto a sus derechos como accionistas.

De conformidad con las leyes mexicanas, nuestros estatutos sociales establecen que los accionistas no mexicanos se consideran mexicanos con respecto a las acciones que poseen. Además, los accionistas no mexicanos acuerdan explícitamente no invocar la protección de su propio gobierno al solicitarle que interponga un reclamo diplomático contra el gobierno mexicano con respecto a los derechos del accionista como accionista, aunque no se considera que dicho acuerdo incluya una renuncia a ningún otro derecho (por ejemplo, cualquier derecho bajo las leyes de valores de los Estados Unidos, con respecto a su inversión en nosotros). Si usted invoca dicha protección gubernamental en violación de esta disposición de los estatutos, sus Acciones Serie A pueden ser confiscadas por el Gobierno mexicano.

Puede ser difícil hacer cumplir las responsabilidades civiles contra nosotros o contra nuestros directores o funcionarios.

Somos una sociedad anónima bursátil de capital variable constituida bajo las leyes de México, y la mayoría de los miembros de nuestro Consejo de Administración y Equipo de Administración, nuestros asesores y auditores independientes residen o están radicados fuera de los Estados Unidos. Todos nuestros activos y los activos de nuestras subsidiarias están localizados, y todos nuestros ingresos y los ingresos de nuestras subsidiarias provienen de fuentes fuera de los Estados Unidos, particularmente en México y Argentina. En consecuencia, puede que no sea posible para usted efectuar la notificación o traslado del proceso a nosotros o a estas otras personas. Debido a que las sentencias de los tribunales de los Estados Unidos o de otras jurisdicciones fuera de México y/o Argentina por responsabilidades civiles basadas en

leyes extranjeras de otras jurisdicciones fuera de México y/o Argentina sólo pueden ser ejecutadas en México y/o Argentina si se cumplen ciertos requisitos, es posible que enfrente mayores dificultades para proteger sus intereses a través de acciones en nuestra contra, en contra de nuestros directores o en contra de los miembros de nuestro Equipo de Administración que los accionistas de una sociedad anónima constituida en los Estados Unidos o en otras jurisdicciones fuera de México. Existen dudas sobre la posibilidad de ejecutarlas, en acciones originales en tribunales mexicanos y/o argentinos o en acciones para la ejecución de sentencias obtenidas en tribunales de jurisdicciones fuera de México y/o Argentina, de las responsabilidades basadas, en todo o en parte, en las disposiciones de responsabilidad civil de las leyes federales de valores de los Estados Unidos de América. No existe ningún tratado entre los Estados Unidos y México para la ejecución recíproca de las sentencias dictadas en el otro país. Además, la ejecutoriedad en los tribunales argentinos de las sentencias de tribunales estadounidenses o no argentinos con respecto a cuestiones que surjan en virtud de las leyes federales de valores de los Estados Unidos u otras normas no argentinas estará sujeta al cumplimiento de ciertos requisitos de la legislación argentina, incluida la condición de que dicha sentencia no viole el orden público argentino y siempre que un tribunal argentino no ordene el embargo de ningún bien situado en Argentina y que dicho tribunal determine que es esencial para la prestación de servicios públicos.

Los tenedores de nuestras Acciones Serie A que vendan o transfieran Acciones Serie A adquiridas después del 1 de enero de 2018 y que representen el 10% o más de nuestro capital social pueden estar sujetos al impuesto argentino sobre las utilidades de capital de conformidad con la legislación tributaria argentina.

De conformidad con la legislación tributaria argentina, los no residentes en Argentina que vendan o transfieran acciones u otras participaciones en entidades extranjeras adquiridas después del 1 de enero de 2018 podrán estar sujetos al impuesto sobre las ganancias de capital en Argentina si el 30% o más del valor de mercado de la entidad extranjera se deriva de activos ubicados en Argentina y las acciones que se venden o transfieren representan el 10% o más de las participaciones en el capital de dicha entidad extranjera. Por lo tanto, cualquier tenedor no argentino de nuestras Acciones Serie A que venda o transfiera Acciones Serie A adquiridas después del 1 de enero de 2018 que representen el 10% o más de nuestra participación accionaria podría estar sujeto al impuesto argentino sobre las ganancias de capital.

OTROS VALORES

A la fecha de este reporte anual, mantenemos (i) 92,883,542 Acciones Serie A en circulación y (ii) 2 Acciones Serie C en circulación, en cada caso, inscritos en el RNV y listados en la BMV. El día 15 de marzo de 2023, Vista ejerció, sin pago de efectivo, todos los títulos opcionales en circulación, lo que dio lugar a la terminación anticipada de todos los títulos opcionales en circulación, por lo que a esta fecha no hay títulos opcionales en circulación. En términos de la LMV y la Circular Única de Emisoras, estamos obligados a presentar información anual, trimestral, eventos relevantes e información jurídica a la CNBV y la BMV en las fechas y con los contenidos previstos en dicha legislación.

Desde el 26 de julio de 2019, nuestros ADSs han sido listados en la NYSE bajo la denominación "VIST". Los ADS han sido emitidos por el Banco de Nueva York como depositario. Cada ADS representa una acción ordinaria.

Adicionalmente, desde la fecha de la oferta inicial y a partir de la misma, hemos presentamos reportes financieros trimestrales y anuales, así como información corporativa y eventos relevantes a las autoridades regulatorias de México para el caso de nuestras acciones y de los Estados Unidos de América, en el caso de nuestros ADSs, en forma simultánea y con la periodicidad establecida en la legislación aplicable. Durante los últimos tres ejercicios sociales, hemos presentado en forma completa y oportuna reportes sobre eventos relevantes, así como demás información financiera y jurídica que estamos obligados a presentar de forma periódica de acuerdo con las leyes aplicables en México y los Estados Unidos de América. Asimismo, estamos obligados a presentar a The Bank of New York Mellon en su calidad de representante común de los tenedores de nuestros ADSs, cierta información como reportes anuales, y cualquier reporte o información que se requiera presentar ante SEC, incluyendo nuestro reporte anual bajo la Forma 20-F y otros reportes bajo la Forma 6-K."

Es posible que los tenedores de ADSs no puedan ejercer sus derechos de voto con respecto a las acciones subyacentes de los ADSs en nuestras asambleas de accionistas, y es posible que los derechos de preferencia no estén disponibles para los tenedores de ADSs que no sean mexicanos. La legislación mexicana regula los derechos de los accionistas. El depositario será el tenedor de las acciones serie A subyacentes a los ADSs. Los tenedores registrados de ADSs tienen derechos de tenedor de ADSs. Un contrato de depósito entre nosotros, el depositario, los tenedores de ADS y todas las demás personas que indirectamente posean o sean beneficiarias de ADS establece los derechos de los tenedores de ADS, así como los derechos y obligaciones del depositario. El contrato de depósito y las ADS se rigen por la legislación de Nueva York. Para ejercer directamente cualquier derecho de accionista, los tenedores de ADS deben entregar sus ADS para convertirse en accionistas directos.

CAMBIOS SIGNIFICATIVOS A LOS DERECHOS DE VALORES INSCRITOS EN EL REGISTRO

Al día de este Reporte Anual, salvo por (i) la venta de 5,000,000 de Acciones Serie A y 5,000,000 de Títulos Opcionales conforme a nuestro Contrato de Suscripción Futura, con Kensington Investments B.V., (ii) la oferta pública primaria subsecuente de 10,906,257 Acciones Serie A como parte de la oferta global; y (iii) el ejercicio de 6,086,679 Acciones Serie A que han sido adquiridas y están en circulación en relación con el Plan de Incentivos, no ha habido cambios en nuestros valores inscritos.

El 12 de febrero de 2019, completamos la venta a Kensington de 5 millones de Acciones Serie A y 5 millones de Títulos Opcionales para comprar Acciones Serie A por un monto de US\$50.0 millones y, adicionalmente, 500,000 Acciones Serie A por un monto de US\$5.0 millones. Kensington, una subsidiaria propiedad del Abu Dhabi Investment Council, un fondo soberano del gobierno del Emirato de Abu Dhabi en los Emiratos Árabes Unidos, es el único socio limitado (*limited partner*) de Riverstone Vista Capital Partners, L.P. (“RVCP”). La venta antes mencionada se realizó de conformidad con un cierto contrato entre Vista y RVCP, que preveía la venta por parte de Vista de ciertas Acciones Serie A y Títulos Opcionales para comprar Acciones Serie A RVCP y sus cesionarios autorizados, y un compromiso de suscripción relacionado entre Vista y Kensington. Al cierre de la venta antes mencionada, RVCP ordenó a Vista que transfiriera dichas Acciones Serie A y los Títulos Opcionales a Kensington. A la fecha del presente reporte anual, no existen Títulos Opcionales en circulación como consecuencia del ejercicio automático de todos los Títulos Opcionales sin pago en efectivo

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

En abril de 2018 adoptamos nuestro plan de incentivos a largo plazo con el propósito de atraer y retener a personas talentosas como funcionarios, directores, empleados y consultores que son clave para nosotros, incentivando su desempeño y alineando sus intereses con los nuestros. De conformidad con el Plan, nuestro Consejo de Administración está autorizado a otorgar Acciones Restringidas y Opciones de Compra a nuestros funcionarios, directores, empleados y consultores. Hemos reservado 8,750,000 Acciones Serie A emitidas el 18 de diciembre de 2017 para la implementación del Plan. A la fecha de este Reporte Anual, un número equivalente a 6,086,679 Acciones Serie A han sido adquiridas y están en circulación en relación con el Plan de Incentivos. Consideramos que el otorgamiento de incentivos basado en acciones es de gran importancia para nuestra capacidad de atraer y retener a los empleados, y continuaremos otorgando incentivos basados en acciones a los empleados en el futuro. Como resultado, nuestros gastos asociados con la compensación basada en acciones podrían aumentar, lo que podría tener un efecto adverso en nuestros resultados de operación.

INFORMACIÓN DE LA COMPAÑÍA

Historia y desarrollo de la Compañía

Vista es una sociedad anónima bursátil de capital variable debidamente constituida conforme a las leyes de México. Nos constituimos en México el 22 de marzo de 2017.

Nuestras oficinas principales están ubicadas en Pedregal 24, piso 4, Colonia Molino del Rey, Miguel Hidalgo, Ciudad de México. Nuestro número de teléfono en estas oficinas es +52 (55) 8647-0128. Nuestra página web es <http://www.vistaenergy.com>. La información disponible en dicha página o a la que se puede acceder a través de ésta no se tiene por incluida en este reporte anual por el hecho de su mención y no se considerará parte de éste.

Acontecimientos recientes

Operación para hacer foco en activos de Vaca Muerta

El 23 de febrero de 2022, Vista anunció una transacción de dos fases (la “Transacción de Activos Convencionales”) entre Vista Argentina y Petrolera Aconcagua Energía S.A (“Aconcagua”) para incrementar el foco en sus operaciones de shale oil en Vaca Muerta y reforzar la rentabilidad para los accionistas.

Según los términos de la Transacción de Activos Convencionales, a partir del 1 de marzo de 2023:

- (i) Aconcagua se convirtió 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 TAC”). Además, Aconcagua se convirtió en el operador 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 TAC” y, conjuntamente con las Concesiones de Explotación TAC, las “Concesiones TAC”);
- (ii) Aconcagua pagará a Vista Argentina US\$26.47 millones en efectivo (US\$10.00 millones pagados el 15 de febrero de 2023, US\$10.73 millones pagaderos el 1 de marzo de 2024, US\$5.73 millones pagaderos el 1 de marzo de 2025).
- (iii) Vista Argentina retiene 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 TAC (afrontando Aconcagua todos los costos, impuestos y regalías), hasta lo que ocurra primero de (a) la fecha de cierre final el 28 de febrero de 2027 y (b) la fecha en la que Vista Argentina reciba una producción acumulada de 4 millones de barriles de petróleo crudo y 300 millones de m³ de gas natural. Por otro lado, Aconcagua tiene el derecho al 60% de la producción de crudo y gas natural de las Concesiones de Explotación TAC;
- (iv) Aconcagua pagará el 100% de la participación de Vista Argentina en los gastos de capital, gastos operativos, regalías, impuestos y cualquier otro costo asociado a las Concesiones de Explotación TAC;
- (v) Vista Argentina tendrá derecho a comprar de Aconcagua hasta el 60% de la participación de Aconcagua en el gas natural producido por las Concesiones TAC a un precio de US\$1 por millón de BTU hasta la fecha de cierre final el 28 de febrero de 2027;

- (vi) Vista Argentina 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 TAC, incluyendo un pago inicial y un compromiso de inversión, en los términos establecidos en la normativa aplicable en Argentina;
- (vii) Vista Argentina retiene el derecho a explorar y desarrollar la formación Vaca Muerta en las Concesiones de Explotación TAC, y asimismo obtener una o más concesiones no convencionales independientes y separadas para desarrollar dichos recursos;
- (viii) Vista Argentina y Aconcagua han firmado un acuerdo por el cual Vista Argentina tratará y transportará el 100% del petróleo crudo producido en las Concesiones de Explotación TAC (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);
- (ix) Vista Argentina sigue siendo el titular de las concesiones hasta a más tardar la fecha de cierre final el 28 de febrero de 2027, cuando las Concesiones TAC serán transferidas a Aconcagua, sujeto a aprobaciones provinciales.

La siguiente tabla pro forma muestra el impacto de los resultados de operación como resultado de la Transacción de Activos Convencionales, como si dicha transacción hubiere ocurrido el 1 de marzo de 2022.

	2022	Ajustes Pro Forma 2022	Pro Forma 2022
Producción (Mboe/d)	48.6	5.1	43.4 ⁽¹⁾
Reservas probadas totales, (Mmboe)	251.6	(7.5)	244.1 ⁽¹⁾
Superficie neta en Argentina (acres) al final del año	596,197	(359,2000)	209,997 ⁽²⁾
Pozos netos productivos operativos en Argentina al final del año	1,144	(924)	220

⁽¹⁾ Excluye el 60% de la producción de crudo y gas natural de las Concesiones de Explotación TAC.

⁽²⁾ Excluye el 100% de la superficie de las Concesiones de Explotación TAC.

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.

Emisión de deuda

El 3 de marzo de 2023, Vista Argentina emitió (i) notas por un monto nominal de US\$118.5 millones a una tasa de interés nominal anual fija de 0%, cuyo monto principal será pagadero en su totalidad en una sola exhibición en la fecha de vencimiento, el 3 de marzo de 2027, y (ii) notas por un monto nominal de US\$16.5 millones a una tasa de interés nominal anual fija de 1%, cuyo monto principal será pagadero en su totalidad en una sola exhibición en la fecha de vencimiento, el 3 de marzo de 2028.

Ejercicio de Títulos Opcionales

El 4 de octubre de 2022, Vista celebró una asamblea de tenedores de títulos opcionales mediante la cual los tenedores de dichos títulos opcionales aprobaron ciertas modificaciones al acta de emisión de títulos opcionales y al título global de dichos títulos opcionales, propuestas por la Compañía, mediante las cuales se implementó un mecanismo de ejercicio sin pago en efectivo que daba derecho a los tenedores de los títulos opcionales, a su entera discreción o a discreción de Vista (en este último caso, con respecto a todos los títulos opcionales en circulación y sin que medie ninguna otra solicitud, notificación o comunicación requerida a o por parte de Vista), obtener una acción serie A por cada 31 Títulos Opcionales de los que era titular.

Durante el periodo comprendido entre el 10 de octubre de 2022 y el 7 de marzo de 2023, los tenedores de los títulos opcionales ejercieron 75,144,465 títulos opcionales, como resultado de dicho ejercicio, quedaron en circulación 2,424,015 acciones serie A.

El 2 de marzo de 2023, Vista concluyó el trámite ante la CNBV para actualizar la inscripción de los Títulos Opcionales de Vista en el RNV, habilitando el ejercicio automático si pago de efectivo. El 15 de marzo de 2023, por virtud de dicho ejercicio automático sin pago de efectivo, y tras la aplicación del mismo, los 24,535,535 Títulos Opcionales que se encontraban en circulación fueron ejercidos, lo cual fue equivalentes a 791,439 acciones serie A adicionales en circulación. Por virtud del ejercicio de todos los títulos opcionales (es decir, los ejercitados por los tenedores previo al ejercicio automático sin pago de efectivo, más los ejercidos conforme a dicho ejercicio automático), el número total de acciones que se pusieron en circulación fue de 3,215,454. A la fecha de este reporte anual, no hay Títulos Opcionales en circulación.

Recompra de la Serie C

El 17 de marzo de 2023, Vista concluyó una operación que resultó en la adquisición de dos acciones serie C en circulación, de conformidad con el programa de recompra de acciones autorizada por los accionistas de la Compañía, utilizando el fondo de recompra. Estas acciones serie C se encuentran actualmente en poder de la Compañía, y ningún derecho económico o corporativo podría ejercerse en relación con las mismas.

Modificación de los Estatutos Sociales de la Sociedad

En la asamblea general ordinaria y extraordinaria de accionistas celebrada el 24 de abril de 2023, los accionistas de la Sociedad aprobaron, entre otras cosas, determinadas modificaciones a los estatutos de la Sociedad con el fin de eliminar las referencias al Acuerdo de Socios Estratégicos, dado que dichas referencias ya no son aplicables.

Panorama General

Somos una compañía independiente, enfocada en el petróleo *shale* en América Latina que inició operaciones el 4 de abril de 2018, con nuestros principales activos ubicados en la Cuenca Neuquina, Argentina, Vaca Muerta, la mayor formación de petróleo y gas *shale* fuera de Norteamérica, donde poseemos aproximadamente 183,100 acres. La mayor parte de nuestra producción e ingresos, nuestras perforaciones en curso y trabajos de reacondicionamiento, reservas probadas estimadas y activos se encuentran en Argentina, incluyendo nuestros pozos de Vaca Muerta actualmente produciendo.

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

Inventario de pozos profundos, listos para perforar y de ciclo corto.

Nuestro plan de crecimiento está basado en el desarrollo de un inventario de aproximadamente 1,000 pozos en Vaca Muerta, de los cuales 550 se encuentran en Bajada del Palo Oeste, 150 en Aguada Federal, 150 en Bandurria Norte y 150 en Bajada del Palo Este, con los mayores estándares de eficiencia y seguridad. Al 31 de diciembre de 2022, habíamos conectado 60 pozos en Bajada del Palo Oeste. Además, conectamos nuestros primeros 2 pozos en Bajada del Palo Este y nuestros primeros 6 pozos en Aguada Federal. Esta actividad impulsó nuestra producción hasta 54.7 Mboe/d durante el cuarto trimestre de 2022, lo cual representó un 34% del crecimiento interanual. Nuestras reservas probadas certificadas, al 31 de diciembre de 2022, eran 251.6 MMboe. El inventario de pozos en Águila Mora será revisado al terminarse el plan piloto que actualmente estamos ejecutando.

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

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.

Balance y resultados financieros sólidos. El efectivo y los equivalentes de efectivo a finales de 2022 eran de US\$244 millones. Durante el año 2022, la ganancia neta fue de US\$269.5 millones. El EBITDA ajustado para 2022 fue de US\$764.5 millones, y el ratio de apalancamiento neto al 31 de diciembre de 2022 fue de 0.4x veces el EBTIDA ajustado.

Cultura centrada en la sostenibilidad

En Vista trabajamos con integridad, innovación y agilidad. Trabajamos en equipo para hacer las cosas bien a la primera y siempre. Desarrollamos nuestro negocio de forma sostenible, creando valor hoy y construyendo un futuro para las próximas generaciones.

Aspiramos a convertirnos en un operador de cero emisiones netas (alcance 1 y 2) en 2026, combinando (i) una reducción del 35% de nuestra huella de carbono operativa, en términos absolutos, en comparación con las emisiones de 2020, con (ii) la implementación de proyectos de soluciones basadas en la naturaleza para eliminar las emisiones restantes. Durante 2022, redujimos 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 estamos ejecutando los cuatro primeros proyectos de Soluciones Basadas en la Naturaleza.

La seguridad es uno de los pilares de nuestra empresa, y nuestro 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, tuvimos 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

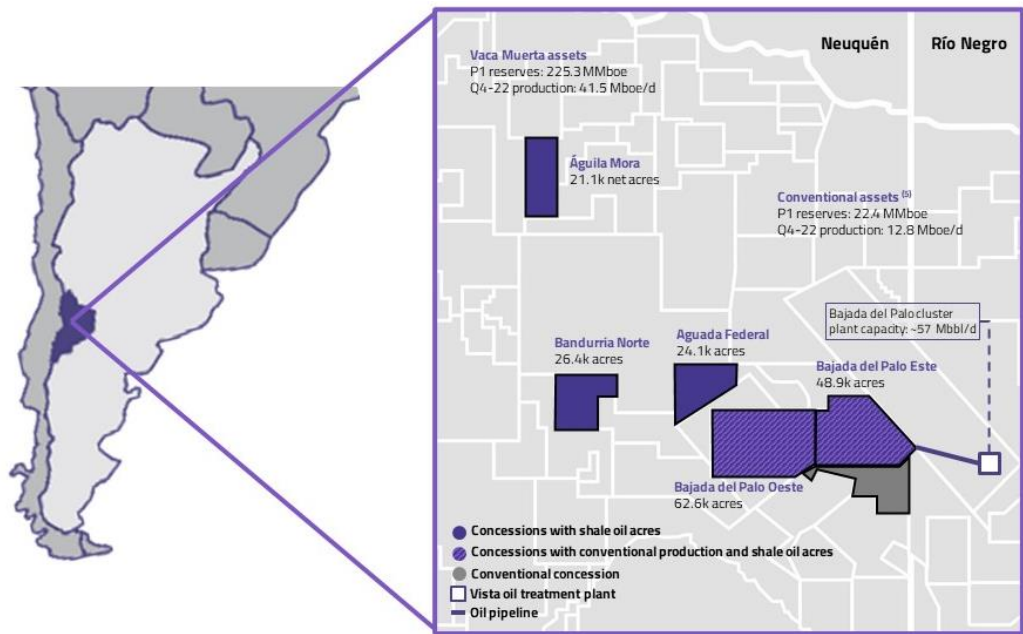
Estamos comprometidos con el desarrollo de las comunidades en las que operamos, con un modelo de negocio incluyente, y reforzando el sentido de pertenencia a través del diálogo abierto, la cooperación activa, el voluntariado y el compromiso social.

Creemos firmemente en el valor de desarrollar una cultura organizativa que promueva la diversidad, la equidad y la inclusión en cada nivel. Nos proponemos desarrollar estas capacidades en nuestros empleados y líderes a través de la ejecución de distintos proyectos e iniciativas propuestas por el programa de Diversidad, Equidad e Inclusión de Vista. En 2022, el 45% de nuestras nuevas contrataciones fueron mujeres, elevando nuestro porcentaje de mujeres empleadas en 2bps a 22%. Adicionalmente, invertimos aproximadamente US\$736,000 en desarrollo social. Nuestro objetivo es crear un entorno de trabajo en el que nuestra gente sienta que puede intercambiar ideas y opiniones, independientemente de su raza, género, nacionalidad, religión y creencias.

Estamos comprometidos con la implementación de principios transparentes y sólidos en nuestro gobierno corporativo, que fortalecen la confianza y la credibilidad con nuestros 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 cuarto año consecutivo, nuestro Reporte de Sustentabilidad 2022 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 pertinentes. Somos parte de los Diez Principios de las Naciones Unidas sobre derechos humanos, trabajo, medio ambiente y prácticas en contra de la corrupción. Nuestro Consejo de Administración supervisa todas las acciones relacionadas con la sostenibilidad a través del Comité de Prácticas Societarias.

Nuestra operación

El siguiente mapa muestra la ubicación de nuestras concesiones en Argentina, a la fecha de este reporte anual:



- (1) Incluye la producción y las reservas de la concesión de Acambuco, que no se muestran en este mapa. También incluye la producción y reservas de los activos cedidos a Aconcagua, efectivo a partir del 1 de marzo de 2023. Después de dicha fecha, Vista seguirá teniendo el derecho al 40% de la producción y reservas de petróleo crudo y gas natural, y el 100% de la producción y reservas de LPG y condensados de los activos cedidos.

Durante 2022, nuestra producción media diaria fue de 48,560 bpe/d. Al 31 de diciembre de 2022, nuestra cartera de activos incluyó participaciones en catorce concesiones de hidrocarburos, trece de las cuales se encontraban en Argentina y una en México. Operábamos trece de esas concesiones, que representaban el 99.7% de nuestra producción neta. Además, en Argentina, teníamos aproximadamente 570,000 acres netos a dicha fecha, de los cuales operábamos el 99%. Al 31 de diciembre de 2022, nuestras reservas probadas totales eran de 251.6 MMboe, de las cuales el 83% consisten en petróleo y el 98% se encontraban en Argentina. 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 34,671 boe/d.

La siguiente tabla presenta información sobre nuestras concesiones a la fecha de este reporte anual, y las reservas y producción estimadas al 31 de diciembre de 2022:

Bloque	Acres brutos	Acres netos	Participación	Operador	Reservas netas probadas al 31 de diciembre de 2022 (MMboe)	Producción neta promedio por el año terminado el 31 de diciembre de 2022 (Mboe/d)	Expiración de la concesión
Cuenca Neuquina							
Bajada del Palo Oeste	62,641	62,641	100%	Vista	186.4	31.4	2053
Entre Lomas Río Negro	83,349	83,349	100% (6)	Vista	6.0	3.4	2026
Jagüel de los Machos	48,359	48,359	100% (6)	Vista	2.7	2.9	2025
25 de Mayo-Medanito	32,247	32,247	100% (6)	Vista	3.0	2.5	2026

Entre Lomas Neuquén	99,665	99,665	100% ⁽⁶⁾	Vista	1.5	1.5	2026
Bajada del Palo Este.....	48,853	48,853	100%	Vista	8.5	2.9	2053
Coirón Amargo Norte	26,598	22,508	84.6%	Vista	0.8	0.2	2037
Jarilla Quemada... ⁽¹⁾	47,617	47,617	100% ⁽⁶⁾	Vista	0.0	0.3	2040
Coirón Amargo Sur Oeste	16,440	-	- ⁽²⁾	Shell	-	-	-
Águila Mora.....	23,475	21,128	90%	Vista	-	-	2054
Charco del Palenque.....	47,963	47,963	100% ⁽⁶⁾	Vista	0.7	0.0	2034
Aguada Federal	24,058	24,058	100% ⁽³⁾	Vista	37.4	2.8	2050
Bandurria Norte	26,404	26,404	100% ⁽³⁾	Vista	-	-	2050
Cuenca del Golfo San Jorge							
Sur Río Deseado Este.....	75,604	-	- ⁽⁴⁾	Alianza Petrolera	-	-	-
Cuenca Noroeste							
Acambuco	293,747	4,406	1.5%	Pan American Energy	0.7	0.1	2036/2040
Mexico							
CS-01.....	23,517	23,517	100% ⁽⁵⁾	Vista	4.0	0.5	2047

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

(2) Se vendió el 10% de la participación de trabajo a Shell. La fecha efectiva de la transacción fue el 1 de abril de 2021.

(3) Se adquirió un 50% de participación en Aguada Federal y Bandurria Norte el 16 de septiembre de 2021. Se adquirió una participación adicional del 50% en las concesiones Aguada Federal y Bandurria Norte el 17 de enero de 2022

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

(5) A partir del 25 de marzo de 2021, aumentamos nuestra participación en CS-01 del 50% al 100%. A partir del 29 de abril de 2021, redujimos nuestra participación de trabajo en A-10 y TM-01 del 50% al 0%, mediante una transferencia de activos con Jaguar Exploración y Producción 2.3., S.A.P.I. de C.V. y Pantera Exploración y Producción 2.2., S.A.P.I. de C.V.

(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.

Como resultado de la Transacción de Activos Convencionales, a la fecha del presente reporte anual, tenemos (i) una participación operada del 100.00% de las siguientes concesiones de explotación: Bajada del Palo Oeste y Bajada del Palo Este, Aguada Federal, Bandurria Norte y CS-01, (ii) una participación operada del 84.62% en la concesión de explotación Coirón Amargo Norte, (iii) una participación operada del 90% en la concesión de explotación Águila Mora, y (iv) una participación no operada del 1.50% en la concesión de explotación no convencional de Acambuco.

Principales subsidiarias operativas

Vista Energy Argentina S.A.U.

Vista Energy Argentina S.A.U. (anteriormente denominada “Vista Oil & Gas Argentina S.A.”, y antes de eso “Petrolera Entre Lomas, S.A.”) es una empresa argentina que se dedica a la exploración y producción de hidrocarburos y a la comercialización de petróleo, gas natural y líquidos del gas natural (“NGL”), con oficinas en Buenos Aires y Neuquén. Vista Argentina actualmente 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 sin operación del 1.50% en los derechos de explotación de la concesión Acambuco, en la Provincia de Salta, que está operada por Pan American Energy L.L.C. (Sucursal Argentina). Al 31 de diciembre de 2022, Vista Argentina tenía 431 empleados directos.

Vista Energy Holding I, S.A. de C.V.

Vista Energy Holding I, S.A. de C.V. (anteriormente Vista Oil & Gas Holding I, S.A. de C.V.) es una sociedad mexicana con oficinas en la Ciudad de México. Vista Holding I fue constituida con el objeto de participar como socio, accionista o inversionista en todo tipo de negocios o sociedades mercantiles o civiles, asociaciones, fideicomisos y demás personas morales mexicanas o extranjeras, ya sea desde su constitución o mediante la adquisición de acciones, partes sociales u otras participaciones, comoquiera que les designe, así como para realizar todo tipo de actividades en el sector de energía, entre otras cosas. Actualmente es titular de una participación accionaria del 100% en Vista Energy Argentina y una participación indirecta del 100% en AFBN S.R.L., Aluvional S.A. y en Aleph Midstream S.A.

Vista Energy Holding II, S.A. de C.V.

Vista Energy Holding II, S.A. de C.V. (anteriormente Vista Oil & Gas Holding II, S.A. de C.V.) es una sociedad mexicana con oficinas en la Ciudad de México. Fue constituida con el objeto explorar y extraer hidrocarburos en México, así como de participar como socio, accionista o inversionista en todo tipo de negocios o sociedades mercantiles o civiles, asociaciones, fideicomisos y demás personas morales mexicanas o extranjeras, ya sea desde su constitución o mediante la adquisición de acciones, partes sociales u otras participaciones, comoquiera que les designe, así como para realizar todo tipo de actividades en el sector de energía, entre otras cosas. Es el titular del 100% de los derechos de CS-01. Al 31 de diciembre de 2022, Vista Holding II tenía 17 empleados.

AFBN, S.R.L.

AFBN, S.R.L. (antes ConocoPhillips Argentina Ventures S.R.L.) es una sociedad constituida y existente conforme a las leyes de Argentina dedicada a la exploración y producción de hidrocarburos y la comercialización de petróleo, gas natural y NGL. En la Cuenca Neuquina, actualmente tiene una participación no operada del 50% en las concesiones no convencionales de Aguada Federal y Bandurria Norte. Vista Holding I tiene una participación directa del 4.31% en AFBN, S.R.L. La participación restante es propiedad de Vista Energy Argentina S.A.U. con el 14.80% y Vista Holding VII S.ár.l con el 80.89%, la cual es una empresa completamente propiedad del grupo. Al 31 de diciembre de 2022, AFBN, S.R.L. no tenía empleados directos.

Aleph Midstream

Aleph Midstream es una compañía constituida y existente conforme a las leyes de Argentina que comenzó a operar en agosto de 2019 y la cual se convirtió en el primer jugador de *midstream* enfocado en proveer servicios de recolección, procesamiento y evacuación para la producción de petróleo y gas en la Cuenca Neuquina, encabezando un nuevo paradigma para el desarrollo de Vaca Muerta, construido sobre el concepto de asociaciones a largo plazo con productores orientados al *upstream*. Vista Holding I tiene una participación directa del 36.08% en Aleph Midstream. El 63.92% es propiedad de Vista Oil & Gas Holding V B.V. Al 31 de diciembre de 2022, Aleph Midstream no tenía empleados directos.

El 31 de marzo de 2020, Vista completó la adquisición de todas las partes sociales emitidas y en circulación de Aleph Midstream a las filiales de Riverstone, Southern Cross Group y a algunos copatrocinadores individuales (los "Socios"), por un precio de compra total de US\$37.5 millones (equivalente

a la totalidad del capital efectivamente aportado a Aleph Midstream por los Socios). Como resultado de dichas transacciones, Aleph Midstream es una filial de propiedad absoluta de Vista.

Aluvional S.A.

Aluvional S.A. es una empresa constituida y existente bajo las leyes de Argentina dedicada a la extracción de arena, piedra, canto rodado, materiales graníticos y/o calcáreos y otros recursos naturales que se utilizan para la estimulación hidráulica de la explotación de petróleo y gas no convencional en las provincias de Neuquén, Río Negro, Mendoza y La Pampa. Aluvional S.A. es titular de concesiones por 10 años de 15 canteras de arena silíceas, todas ellas ubicadas en la provincia de Río Negro. Vista Holding I tiene una participación directa del 95% en Aluvional S.A. El 5% restante es propiedad de Vista Energy Argentina, S.A.U. Al 31 de diciembre de 2022, Aluvional S.A. tenía 14 empleados.

Aike NBS S.A.U.

Aike NBS S.A.U. (“Aike”) es una empresa constituida y existente bajo las leyes de Argentina que comenzó a operar en mayo de 2022 dedicada a la gestión de todo tipo de proyectos forestales, ganaderos y agrícolas destinados a la generación de créditos de carbono certificados. Vista posee el 100% de participación directa en Aike. Al 31 de diciembre de 2022, Aike contaba con tres empleados directos.

Argentina

Panorama general

Durante el año terminado el 31 de diciembre de 2022, nuestra producción se concentró en la Cuenca Neuquina, principalmente en Bajada del Palo Oeste. Al 31 de diciembre de 2022, también poseíamos algunos activos en la Cuenca del Noroeste que, junto con los activos de la Cuenca Neuquina, suman aproximadamente 570,000 acres netos. Al 31 de diciembre de 2022, éramos propietarios de 1,144 pozos productivos y aproximadamente 193 pozos inyectores 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. Para más información, ver sección “*INFORMACIÓN DE LA COMPAÑÍA – Acontecimientos Recientes*” del presente reporte anual.

Tenemos aproximadamente 183,100 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 shale en Bajada del Palo Este y nuestros primeros seis pozos shale en Aguada Federal. Esto implicó que nuestra producción de *shale* subiera a 34.7 Mboe/d al final del año, impulsada por el buen rendimiento de los pozos individuales.

Contamos con un importante inventario de aproximadamente 1,000 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, nuestras reservas probadas totales en Argentina 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 48,087 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 en Argentina.

Los cuadros siguientes muestran la producción de petróleo, gas y neta media LGN en los periodos que terminan el 31 de diciembre de 2022, 2021 y 2020.

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 (MMm ³ /d) ⁽⁵⁾	Producción neta promedio de NGL por el año terminado el 31 de diciembre de 2022 (Mboe/d) ⁽⁵⁾
Cuenca Neuquina			
Bajada del Palo Oeste.....	26.4	5.0	-
Entre Lomas Río Negro ⁽⁶⁾	2.4	0.7	0.4
Jagüel de los Machos ⁽⁶⁾	2.2	0.7	-
25 de Mayo-Medanito ⁽⁶⁾	2.3	0.2	-
Entre Lomas Neuquén ⁽⁶⁾	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) (6)}	0.2	0.1	-
Coirón Amargo Sur Oeste.....	-	-	-
Águila Mora.....	-	-	-
Charco del Palenque ^{(1) (6)}	-	-	-
Aguada Federal ⁽³⁾	2.5	0.3	-
Bandurria Norte ⁽³⁾	-	-	-
Cuenca del Golfo San Jorge			
Sur Río Deseado Este ⁽⁴⁾	-	-	-
Cuenca Noroeste			
Acambuco.....	0.0	0.1	-

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

(2) Se vendió el 10% de la participación de trabajo a Shell. La fecha efectiva de la transacción fue el 1 de abril de 2021.

(3) Se adquirió un 50% de participación en Aguada Federal y Bandurria Norte el 16 de septiembre de 2021. Adquirió una participación adicional del 50% en las concesiones Aguada Federal y Bandurria Norte el 17 de enero de 2022.

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

(5) La producción de petróleo se compone de la producción de crudo, condensado y gasolina natural. La producción de gas natural excluye el consumo de gas natural. La producción de LGN se compone de la producción de propano y butano (GLP) 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.

Bloque	Producción neta	Producción neta	Producción neta
	promedio de petróleo por el año terminado el 31 de diciembre de 2021	promedio de gas por el año terminado el 31 de diciembre de 2021	promedio de NGL por el año terminado el 31 de diciembre de 2021
	(Mbb/d) ⁽⁵⁾	(MMm ³ /d) ⁽⁵⁾	(Mboe/d) ⁽⁵⁾
Cuenca Neuquina			
Bajada del Palo Oeste.....	20.8	0.8	-
Entre Lomas Río Negro	2.3	0.1	0.3
Jagüel de los Machos.....	2.3	0.1	-
25 de Mayo-Medanito.....	2.4	0.0	-
Entre Lomas Neuquén	1.1	0.1	0.1
Bajada del Palo Este	0.4	0.1	0.1
Coirón Amargo Norte	0.3	0.0	-
Jarilla Quemada ⁽¹⁾	0.2	0.0	0.0
Coirón Amargo Sur Oeste	0.0	0.0	-
Águila Mora.....	-	-	-
Charco del Palenque ⁽¹⁾	-	-	-
Aguada Federal ⁽³⁾	0.1	0.0	-
Bandurria Norte ⁽³⁾	-	-	-
Cuenca del Golfo San Jorge			
Sur Río Deseado Este ⁽⁴⁾	-	-	-
Cuenca Noroeste			
Acambuco	0.0	00.0	-

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

(2) Se vendió el 10% de la participación de trabajo a Shell. La fecha efectiva de la transacción fue el 1 de abril de 2021.

(3) Se adquirió un 50% de participación en Aguada Federal y Bandurria Norte el 16 de septiembre de 2021. Adquirió una participación adicional del 50% en las concesiones Aguada Federal y Bandurria Norte el 17 de enero de 2022.

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

(5) La producción de petróleo se compone de la producción de crudo, condensado y gasolina natural. La producción de gas natural excluye el consumo de gas natural. La producción de LGN se compone de la producción de propano y butano (GLP) y excluye la gasolina natural.

Bloque	Producción neta	Producción neta	Producción neta
	promedio de petróleo por el año terminado el 31 de diciembre de 2020	promedio de gas por el año terminado el 31 de diciembre de 2020	promedio de NGL por el año terminado el 31 de diciembre de 2020
	(Mbb/d) ⁽²⁾	(MMm ³ /d) ⁽²⁾	(Mboe/d) ⁽²⁾
Cuenca Neuquina			
Bajada del Palo Oeste.....	8.3	0.59	-
Entre Lomas Río Negro	2.6	0.23	0.4
Jagüel de los Machos.....	2.6	0.13	-
25 de Mayo-Medanito.....	2.6	0.02	-
Entre Lomas Neuquén	1.0	0.04	0.1
Bajada del Palo Este	0.4	0.08	0.0
Coirón Amargo Norte.....	0.3	0.01	-
Jarilla Quemada ⁽¹⁾	0.2	0.04	0.0
Coirón Amargo Sur Oeste	0.1	0.00	-
Águila Mora.....	0.0	-	-
Charco del Palenque ⁽¹⁾	-	-	-

Bloque	Producción neta promedio de petróleo por el año terminado el 31 de diciembre de 2020 (Mbbbl/d) ⁽²⁾	Producción neta promedio de gas por el año terminado el 31 de diciembre de 2020 (MMm ³ /d) ⁽²⁾	Producción neta promedio de NGL por el año terminado el 31 de diciembre de 2020 (Mboe/d) ⁽²⁾
Cuenca del Golfo San Jorge			
Sur Río Deseado Este.....	-	-	-
Cuenca Noroeste			
Acambuco.....	0.0	0.02	-

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

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

Concesiones

A la fecha de este reporte anual, tenemos una participación 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, Bajada del Palo Este, Aguada Federal, Bandurria Norte (en todos los casos, como operadora); (b) una participación con operación del 84.62% en los derechos de explotación de la concesión Coirón Amargo Norte (como operadora); (c) una participación con operación del 90% en concesión de explotación no convencional Águila Mora; como operador); y

Cuenca Noroeste: una participación sin operación del 1.5% en los derechos de explotación de la concesión Acambuco (que está operada por Pan American Energy).

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. Para más información, ver sección “*INFORMACIÓN DE LA COMPAÑÍA – Acontecimientos Recientes*” del presente reporte anual.

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

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 el 19 de diciembre de 2053. En conexión con el otorgamiento de dicha concesión, al 31 de diciembre de 2022 Vista ya cumplió 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.

Durante el año 2022, completamos y atamos cinco *pads* (BPO-11 a BPO-15), añadiendo 20 pozos de *shale oil* y llevando la cantidad de pozos productores en Bajada del Palo Oeste a 60 al final del año 2022. La producción total de *shale* en 2022 aumentó a 34,671 bpe/d, de los cuales 29,730 boe/d corresponden a la producción *shale* de Bajada del Palo Oeste.

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

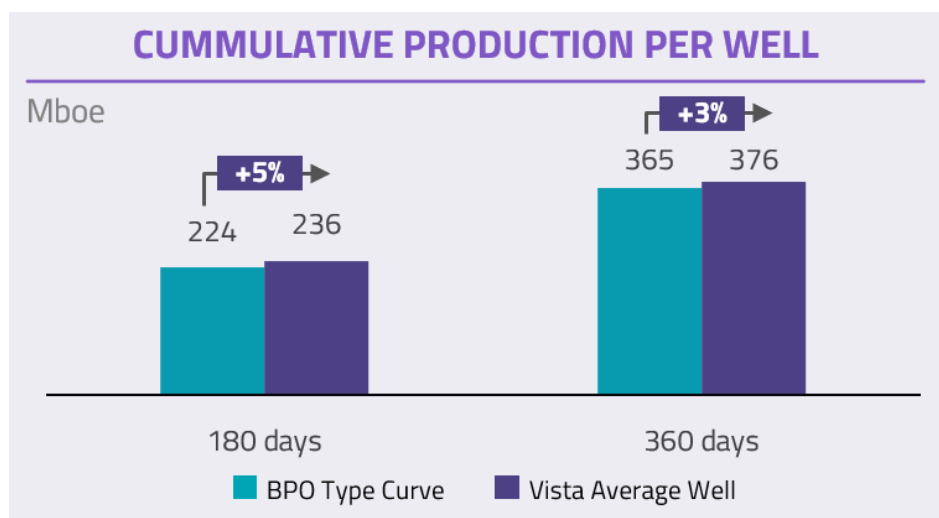
Nombre del pozo	Número de <i>Pad</i>	Zona de aterrizaje	Longitud lateral (mts)	Total de terminación
2013	BPO-1	Orgánico	2,483	33
2014	BPO-1	La Cocina	2,633	35
2015	BPO-1	Orgánico	2,558	34
2016	BPO-1	La Cocina	2,483	34
2029	BPO-2	Orgánico	2,189	37
2030	BPO-2	La Cocina	2,248	38
2032	BPO-2	Orgánico	2,047	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
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 ⁽²⁾	BPO-9	La Cocina	3,115	63
2352 ⁽²⁾	BPO-9	Orgánico	3,218	62
2353 ⁽²⁾	BPO-9	La Cocina	3,171	61
2354 ⁽²⁾	BPO-9	Orgánico	2,808	56

2441 ⁽²⁾	BPO-10	La Cocina	3,094	63
2442 ⁽²⁾	BPO-10	Orgánico	2,883	50
2443 ⁽²⁾	BPO-10	La Cocina	2,816	57
2444 ⁽²⁾	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

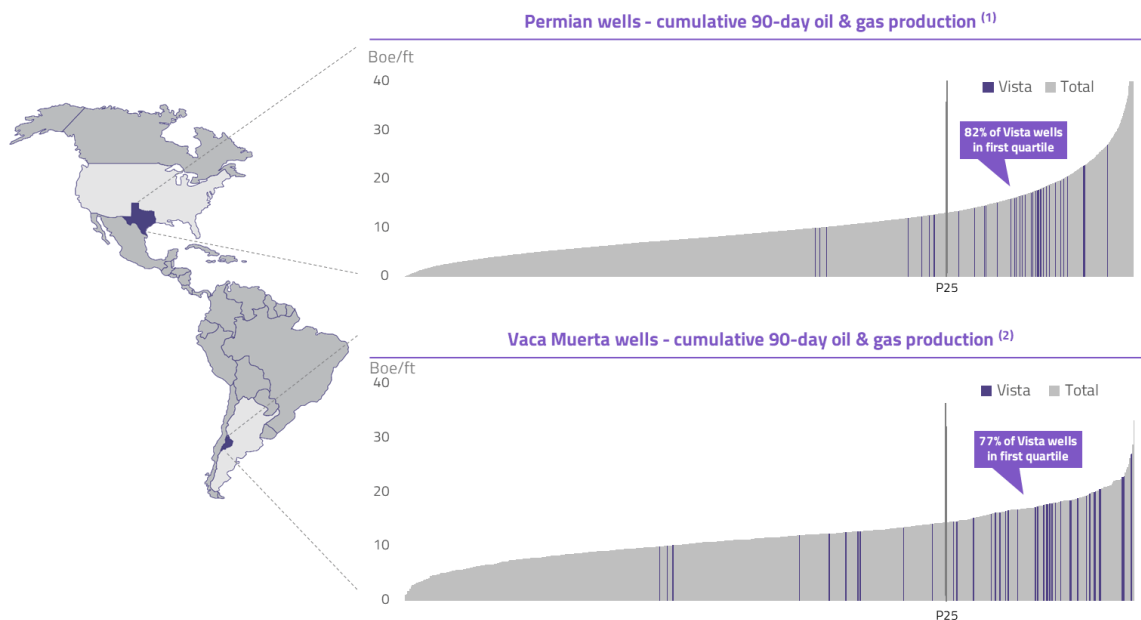
(1) BPO-11, anteriormente *pad* #12, BPO-12 anteriormente *pad* #13, BPO-13 anteriormente *pad* #14.

(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.



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) Horizontal oil wells (>70% oil content), Total wells: 12,907 since 2012. Source: Rystad Energy
 (2) Horizontal oil wells (>70% oil content), Total wells: 614 since 2012. Source: 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 seguridad y 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.

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 suscribimos un acuerdo de inversión conjunta con Trafigura Argentina S.A. ("Trafigura"), inicialmente, para el desarrollo conjunto de cinco *pads* de cuatro pozos cada uno en Bajada del Palo Oeste, a partir del 1 de julio de 2021:

- (a) Trafigura (A) tiene los derechos sobre el 20% de la producción de hidrocarburos por parte de los *pads* materia del acuerdo, (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 de dicho acuerdo y (C) pagó a Vista: (i) US\$5,000,000 en la fecha efectiva de dicho acuerdo, (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 dicho acuerdo, 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) Mantenemos 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) mantendremos los derechos sobre el 80% de la producción de hidrocarburos, (ii) tenemos a nuestro cargo el 80% de los costos de inversión, y el pago de regalías e impuestos directos que le correspondan, y (iii) tenemos a nuestro 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 descritos en los incisos (a) y (b) anteriores para los primeros 5 *pads*, 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 reporte anual, han sido completados y puestos en producción siete *pads* con un total de 28 pozos conforme a los términos de este acuerdo.

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.
- Mantendremos 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) mantendremos los derechos sobre el 75% de la producción de hidrocarburos, (ii) tendremos a nuestro cargo el 75% de los costos de inversión, y el pago de regalías e impuestos directos que le correspondan, y (iii) tendremos a nuestro 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 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 de este reporte anual, ni un solo *pad* ha sido completado y puesto en producción conforme a los términos de este 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, habíamos 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, adquirimos una participación no operada del 50% en Aguada Federal de ConocoPhillips Petroleum Holdings B.V. El 17 de enero de 2022, adquirimos un 50% adicional de participación de Wintershall DEA Argentina S.A. y, por lo tanto, a partir de esa fecha, nos convertimos 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

Somos 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.

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 reporte anual, 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, adquirimos un 50% de participación no operada en el bloque Bandurria Norte por parte de ConocoPhillips Petroleum Holdings B.V. El 17 de enero de 2022, adquirimos una participación adicional del 50% de Wintershall DEA Argentina S.A. y, por lo tanto, a partir de dicha fecha, nos convertimos 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 reporte anual, 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 reporte anual, 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) 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 reporte anual, 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 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.

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

Jagüel de los Machos

Como resultado de la Transacción de Activos Convencionales, a la fecha del presente reporte anual, 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 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 reporte anual, 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 volcanoclásticas de la formación Choiyoi, las areniscas fluviales de la formación Tordillo y las facies clásicas carbonáticas mezcladas de la formación Quintuco

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 delineación hasta Coirón Amargo Norte en el futuro.

El 7 de julio de 2020, debido al incumplimiento del pago de las contribuciones en efectivo requeridas por Madalena 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

Coirón Amargo Sur Oeste 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 la modificación al acuerdo de colaboración que refleja la venta de nuestro 10% restante de participación en la concesión Coirón Amargo Sur Oeste a Shell Argentina. Esta transacción es retroactiva al 1 de abril de 2021. Por lo tanto, a la fecha de este reporte anual, 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.

A la fecha de este reporte anual, 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 reporte anual, Vista Argentina no tiene ninguna participación en la concesión de explotación sobre el área Sur Río Deseado Este.

México

Adquisición de derechos sobre los bloques de Jaguar

El 25 de marzo de 2021, el órgano de gobierno de la CNH aprobó la cesión de la totalidad de la participación de Jaguar en el bloque CS-01 a favor de Vista Holding II. Asimismo, el 16 de agosto de 2021, Vista Holding II suscribió con la CNH la tercera modificación del contrato de licencia del bloque CS-01, adquiriendo efectivamente el 100% de participación en dicho bloque.

El 29 de abril de 2021, la CNH aprobó la cesión de la totalidad de participación que Vista tenía en los bloques TM-01 y A-10, a favor de Jaguar y Pantera, respectivamente. Finalmente, el 23 de agosto de 2021, Jaguar y Pantera celebraron con la CNH las segundas modificaciones a los contratos de licencia de los bloques TM-01 y A-10, adquiriendo efectivamente el 100% de participación en los bloques TM-01 y A-10, respectivamente.

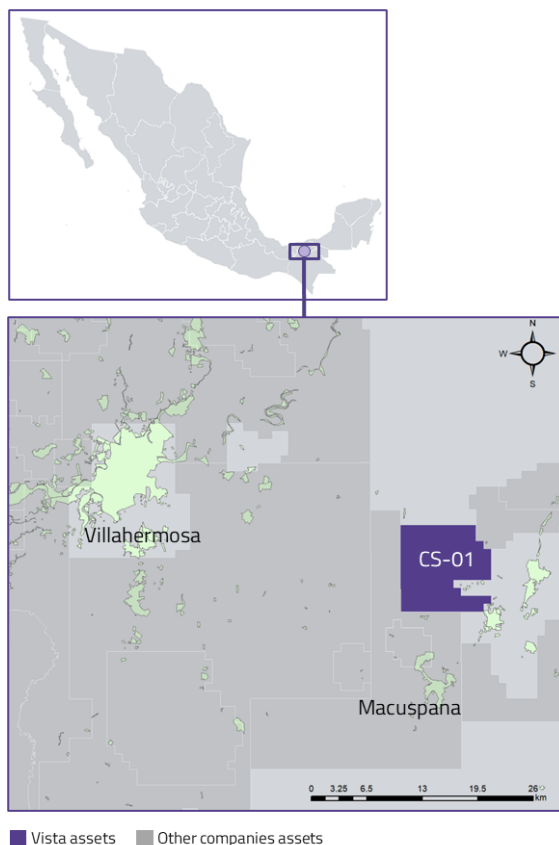
En agosto de 2021, anunciamos una transferencia de activos mediante la cual, a través de una de nuestras subsidiarias, (i) aumentamos nuestra participación en el bloque operado CS-01 al 100%, y (ii) cedimos toda nuestra participación en los bloques TM-01 y A-10 a favor de Jaguar y Pantera, respectivamente.

Bloque CS-01

Somos titulares del 100% de los derechos derivados del contrato de licencia celebrado con la CNH para el bloque CS-01 que operamos. El bloque abarca aproximadamente 23,517 acres brutos y ubicados en Tabasco. Al 31 de diciembre de 2023, el bloque tenía reservas probadas de 4.0 MMboe y una producción de 0.5 Mboe/d (97% de petróleo). Este contrato de licencia termina en 2047. Al 31 de diciembre de 2022, los compromisos de capital pendientes estimados por la Compañía ascendían aproximadamente a US\$18.1 millones, correspondientes a la perforación y terminación de seis pozos. Adicionalmente, tenemos proyectos en marcha para generar producción incremental a través de diferentes actividades para producir reservas

no desarrolladas en las formaciones Zargazal superior y Amate, que estimamos tienen presión original y saturación de hidrocarburos.

El siguiente mapa muestra la ubicación de nuestros bloques en México en los que tenemos intereses de trabajo a la fecha de este reporte anual:



Producción de reservas de petróleo y gas

Reservas

La información incluida en este reporte anual respecto a las Reservas Probadas se deriva de las estimaciones de las reservas probadas al 31 de diciembre de 2022 conforme al Reporte de Reservas 2022. El Reporte de Reservas 2022 se incluye como Anexo "B" al presente reporte anual.

D&M es un consultor independiente en evaluación de reservas. El Reporte de Reservas 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, Acambuco, Jagüel de los Machos, 25 de Mayo-Medanito, Aguada Federal y Bandurria Norte en Argentina y de nuestra concesión CS-01 de petróleo y gas ubicada en México.

Consideramos que las estimaciones de nuestros evaluadores con respecto a los volúmenes restantes de Reservas Probadas de petróleo y gas, son razonables. De conformidad con la Regla 4-10 del Reglamento S-X expedido por la SEC, las Reservas Probadas de petróleo y gas son aquellas cantidades de petróleo y gas que, con base en el análisis de información geológica y de ingeniería, pueden estimarse

con razonable certeza en el sentido de que son económicamente productivas —de una determinada fecha en adelante, a partir de las reservas conocidas y bajo las condiciones económicas, métodos operativos y regulaciones gubernamentales existentes— antes de que venzan los contratos que confieren el derecho de operación, a menos que existan indicios de que su prórroga es razonablemente cierta, independientemente de los métodos de cálculo o probabilísticos que se utilicen para estimarlas. El proyecto de extracción de hidrocarburos debe de haber comenzado o el operador debe tener una certeza razonable de que dará inicio a dicho proyecto dentro de un lapso de tiempo razonable.

La Compañía considera que sus volúmenes estimados de reservas probadas recuperables de petróleo y gas son justos y que estas estimaciones fueron preparadas de acuerdo con las regulaciones de la SEC y la ASC 932, según sus modificaciones. En consecuencia, los precios del petróleo crudo utilizados para determinar las reservas probadas fueron el precio medio durante los 12 meses anteriores a la fecha de finalización del 31 de diciembre de 2022 y 2021, respectivamente, determinado como media no ponderada del primer día del mes para cada mes dentro de estos períodos. Además, dado que no hay precios de gas natural disponibles en el mercado de referencia en Argentina, utilizamos los precios medios del gas del año para determinar las reservas de gas. Además, para determinados volúmenes de gas, Vista obtendrá un precio de incentivo subvencionado por el gobierno argentino a través del Plan Gas IV. Se estima un precio medio ponderado para determinadas zonas por volumen subvencionado y no subvencionado.

La siguiente tabla contiene información resumida acerca de las reservas desarrolladas y las reservas no desarrolladas netas de los activos de petróleo y gas en Argentina y México al 31 de diciembre de 2022. Las reservas probadas no desarrolladas y desarrolladas estimadas se calcularon con base en las participaciones en las concesiones.

	Petróleo Crudo condensado y NGL⁽¹⁾ (MMbbl)	Consumo más ventas⁽²⁾ de gas natural (MMboe)	Reservas totales (MMboe)	% de petróleo
Probadas desarrolladas en participación	68.5	17.7	86.2	79%
Probadas no desarrolladas en participación	139.5	25.9	165.4	84%
Total Probadas en participación	208.0	43.6	251.6	83%

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

(1) Nuestros volúmenes de hidrocarburos líquidos incluyen petróleo crudo, condensado y NGL (LPG y gasolina natural). No incluimos cifras separadas para las reservas de NGL porque representaban menos del 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 251.6MMboe (compuestas por 208.0 MMbbl de petróleo condensado y NGL, y 244.9 Bncf o 43.6 MMboe de gas). Las reservas probadas no desarrolladas totales de petróleo crudo, condensado y NGL representaban el 66% de las reservas probadas totales.

Total Probadas Desarrolladas

Total Probadas No Desarrolladas

Total Probadas

	Petróleo crudo condensado o y NGL(1) (MMbbl)(1)	Consumo más ventas de gas natural((2) (MMboe)	Total de reservas probadas desarrolladas de petróleo y gas (MMboe)	Petróleo crudo condensado y NGL (MMbbl)	Consumo más venta de gas natural (MMboe)	Total de reservas probadas no desarrolladas de petróleo y gas (MMboe)	Petróleo crudo condensado y NGL (MMbbl)	Consumo más ventas de gas natural (MMboe)	Total de reservas probadas desarrolladas de petróleo y gas (MMboe)
Bajada del Palo Oeste	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 Rio 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	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
CS-01	0.2	0.0	0.2	2.7	1.1	3.8	2.9	1.1	4.0
Total	68.5	17.7	86.2	139.5	25.9	165.4	208.0	43.6	251.6

(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 2022.

(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.

Cambios en nuestras reservas probadas durante 2022

A 31 de diciembre de 2022, teníamos un volumen estimado de reservas probadas de 251.6 millones de barriles equivalentes de petróleo (MMboe). Esto se compara con un estimado de las reservas probadas no desarrolladas de 181.6 MMboe a 31 de diciembre de 2022.

El aumento total de 70.0 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 MMbbl de petróleo debido a la revisión de 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 0.3 MMboe (-0.3 MMbbl de petróleo y -0.1 Bcf de gas natural), relacionada principalmente con (i) revisiones de las reservas desarrolladas probadas de México relacionadas con un mayor rendimiento de los pozos (+0.05 MMbbl) y las últimas tendencias del GOR (-0.04 Bcf); y (ii) cambios en las reservas no desarrolladas probadas de México (-0.34 MMbbl, -0.02 Bcf) relacionados con un ajuste de curva tipo tras los resultados del pozo Vernet-1001.
- Una disminución de 17.7 MMboe debido a la producción de 2022, de los cuales 17.5 MMboe fueron en Argentina y 0.2 MMboe en México.

Durante 2022, invertimos US\$92.4 millones (correspondientes a actividades de perforación, terminación y conexión de 9 nuevos pozos *shale* y 2 nuevos pozos convencionales) para convertir reservas probadas no desarrolladas en reservas probadas desarrolladas. Durante 2021, invertimos US\$105.9

millones (correspondientes a actividades de perforación, terminación y conexión de 12 nuevos pozos *shale* y 11 nuevos pozos convencionales) para convertir reservas probadas no desarrolladas en reservas probadas desarrolladas.

Tenemos previsto poner en producción el 100% de nuestras reservas probadas no desarrolladas declaradas a finales de 2022 mediante actividades que se ejecutarán en los cinco años siguientes a la publicación inicial.

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. Para más información, ver sección “*INFORMACIÓN DE LA COMPAÑÍA – Acontecimientos Recientes*” del presente reporte anual.

Proceso de estimación de reservas - Controles internos

Contamos con un equipo de ingenieros petroleros y expertos en ciencias geofísicas que colaboran estrechamente con nuestros consultores en ingeniería de reservorios independientes para garantizar la integridad, precisión y oportunidad de la información utilizada 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 veinte 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.

Consultores Independientes de Ingeniería de Reservorios

La estimación relativa a nuestras reservas de los activos en Argentina y México en el 2022, fue certificada por D&M, 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 el Reporte de Reservas 2022, mismo que fue emitido el 1 de febrero de 2023 y cubre las reservas al 31 de diciembre de 2022 de los activos que poseemos en Argentina y México. Para el año terminado el 31 de diciembre de 2022, las personas técnicas de la empresa de ingeniería externa que supervisaron la preparación de las estimaciones de reservas presentadas en nuestra presentación para Argentina y México fue el señor 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 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.

Extensión de acres

Al 31 de diciembre de 2022, nuestro total de acres, desarrollados y no desarrollados, en Argentina y México, tanto en términos brutos como netos, era el que refleja la siguiente tabla. Dicha tabla incluye el total de acres por nosotros y nuestras subsidiarias, operaciones conjuntas y asociadas.

	Total de acres		Total de acres desarrollados		Total de acres operados no desarrollados	
	Bruto	Neto	Bruto	Neto	Bruto	Neto
Argentina	864,976	569,197	112,924	94,580	752,052	474,617
México	23,517	23,517	13,591	13,591	9,926	9,926

Las tablas muestran cantidades aproximadas.

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. Para más información, ver sección “*INFORMACIÓN DE LA COMPAÑÍA – Acontecimientos Recientes*” del presente reporte anual.

Pozos productivos

La siguiente tabla muestra nuestro total de pozos productivos operados bruto y neto en Argentina y México al 31 de diciembre de 2022. La tabla incluye el total de pozos productivos operados bruto y neto de nuestras subsidiarias. No perforamos ningún pozo de exploración durante el 2022.

	Petróleo		Gas		Total pozos	
	Bruto	Neto	Bruto	Neto	Bruto	Neto
Argentina.....	1,079	1,074	70	70	1,149	1,144
México.....	9	9	0	0	9	9

Las tablas muestran cantidades aproximadas.

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. Para más información, ver sección “*INFORMACIÓN DE LA COMPAÑÍA – Acontecimientos Recientes*” del presente reporte anual.

Actividades actuales

La siguiente tabla muestra el número de pozos ubicados en Argentina y México que se encuentran en proceso de perforación o de terminación activa, así como el número de pozos suspendidos o que se encontraban pendientes de terminación al 31 de diciembre de 2022. Para más información sobre nuestras actividades actuales, véase la sección *INFORMACIÓN DE LA COMPAÑÍA - Actividades de perforación* de este reporte anual.

Pozos de petróleo	Pozos en proceso de perforación o terminación activa en Argentina	Pozos en proceso de perforación o terminación activa en México
Bruto	13	0
Neto	11	0
Pozos de gas		
Bruto	0	0
Neto	0	0

Producción

Las siguientes tablas muestra la información de los volúmenes de la producción de gas natural en Argentina por el año terminado el 31 de diciembre de 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⁾ (miles de barriles)	Gas Natural⁽²⁾ (millones de pies cúbicos)	Petróleo⁽¹⁾ (miles de barriles)	Gas Natural⁽²⁾ (millones de pies cúbicos)		
Cuenca Neuquina						
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% ⁽⁷⁾	Vista
Jagüel de los Machos	811.20	1,407.85	857.14	1,570.18	100% ⁽⁷⁾	Vista
25 de Mayo-Medanito	829.10	414.39	879.57	440.04	100% ⁽⁷⁾	Vista
Entre Lomas Neuquén	374.04	1,035.63	401.05	994.69	100% ⁽⁷⁾	Vista
Bajada del Palo Este	928.21	812.97	152.46	896.68	100%	Vista
Coirón	77.10	15.73	95.22	6.25	84.6%	Vista
Amargo Norte						
Jarilla	78.45	123.56	88.85	423.64	100% ⁽⁷⁾	Vista
Quemada ⁽³⁾						
Coirón						
Amargo Sur	-	-	6.02	2.82	- ⁽⁴⁾	Shell
Oeste						
Águila Mora	-	-	-	-	90%	Vista
Charco del Palenque	-	-	-	-	100% ⁽⁷⁾	Vista
Aguada Federal	899.48	662.04	35.96	23.43	100% ⁽⁵⁾	Vista

Bandurria Norte	-	-	-	-	100% ⁽⁵⁾	Vista
Cuenca Golfo San Jorge						
Sur Río Deseado Este	-	-	-	-	- ⁽⁶⁾	Alianza Petrolera
Cuenca Noroeste						
Acambuco	5.94	258.91	6.77	281.35	1.5%	Pan American Energy

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

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

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

(4) Se cedió el 10% de la participación a Shell. La fecha efectiva de la transacción fue el 1 de abril de 2021.

(5) Adquirió una participación adicional del 50% en las concesiones de Aguada Federal y Bandurria Norte el 17 de enero de 2022.

(6) El plazo de 25 años de la concesión de explotación de SRDE, con un 16.9% de participación, expiró el 21 de marzo de 2021, y Vista decidió no solicitar la prórroga de 10 años solicitada por el operador

(7) 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.

Bloque	Producción neta promedio por el periodo de 9 meses terminado el 31 de diciembre de 2020	
	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
Entre Lomas Río Negro	985.2	3,244.00
Jagüel de los Machos	939.4	1,743.90
25 de Mayo-Medanito	938.1	321.5
Entre Lomas Neuquén	351	466.1
Bajada del Palo Este	158.8	1,003.10
Coirón Amargo Norte	94.6	73.6
Jarilla Quemada ⁽³⁾	70.6	570.3
Coirón Amargo Sur Oeste	30.9	20.8
Águila Mora	18	-
Charco del Palenque	-	-
Aguada Federal	-	-
Bandurria Norte	-	-
Cuenca del Golfo San Jorge		
Sur Río Deseado Este	-	-
Cuenca Noroeste		
Acambuco	-	-

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

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

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

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. Para más información, ver sección "INFORMACIÓN DE LA COMPAÑÍA – Acontecimientos Recientes" del presente reporte anual.

Actividades de perforación

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

Durante el año finalizado el 31 de diciembre de 2022, perforamos y completamos 30 pozos y realizamos cinco reparaciones. Entre los pozos perforados y completados, 28 nuevos pozos se dirigieron a formaciones con peso de petróleo, mientras que dos pozos se dirigieron a formaciones de gas.

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.

Durante el año terminado el 31 de diciembre de 2021, invertimos US\$324.1 millones, de los cuales US\$220.0 millones corresponden a las actividades de perforación y completación en nuestro desarrollo Vaca Muerta en Bajada del Palo Oeste, donde completamos nuestros *pads* BPO-6 y BPO-7 y perforamos y completamos nuestros *pads* BPO-8, BPO-9 y BPO-10. Nuestras inversiones de capital en actividades de perforación convencional y actividades de reparación fueron de US\$26.9 millones y nuestros gastos de capital en instalaciones asociadas y otras fueron de US\$77.2 millones.

Durante el año terminado el 31 de diciembre de 2020, invertimos US\$225.9 millones, de los cuales US\$177.1 millones corresponden a las actividades de perforación y completación en nuestro desarrollo Vaca Muerta en Bajada del Palo Oeste, donde completamos nuestros 4 *pads* BPO.-3, BPO-4 y BPO-5, pozos y perforamos nuestros *pads* BPO-6 y BPO-7 y realizamos 1 reparación. Los gastos de capital para la construcción de instalaciones asociadas, estudios y los gastos de capital de la concesión CASO fueron de US\$21.8 millones. Los gastos de capital en perforaciones convencionales y actividades de reparación ascendieron a US\$4.8 millones, que corresponde principalmente a la perforación de 4 pozos convencionales conectados durante el primer trimestre de 2021. Los gastos de capital relacionados con la producción convencional en instalaciones asociadas, estudios y otros ascendió a US\$20.1 millones, lo que dio lugar a un total de gastos de capital convencionales de US\$24.9 millones durante 2020.

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

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

México						
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	0	0	0	0	0	0
2021	0	0	0	0	1	0
2022	0	0	0	0	0	0

Compromisos de entrega

Estamos comprometidos a suministrar cantidades fijas y determinadas de petróleo crudo, gas natural y NGL en el futuro próximo a través de diversos arreglos contractuales, algunos de los cuales están celebrados sobre la base de toma en firme mientras que otros lo están sobre la base de *spot*.

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 2023.

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 LPG, estamos comprometidos a entregar una cuota específica de propano de conformidad con un contrato con el SdE 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 LPG 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 y el de los contratistas clave, a través de un mecanismo de pago por desempeño. Desde el punto de vista operativo, buscamos integrar nuestro equipo operativo con el equipo de servicios de nuestros proveedores, compartiendo objetivos y metas y utilizando los mismos indicadores, lo cual proporciona incentivos para el personal de todas las empresas que trabajan al amparo de los One Team Contracts. El programa de One Team Contracts cubre a los proveedores más importantes de nuestros desarrollos de petróleo *shale*:(i) “One Team” Perforación, del que son partes Schlumberger y Nabors; y (ii) One Team Terminación, del que son partes Schlumberger y Brent Energía y Servicios.

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 Transacción de Activos Convencionales con Aconcagua, según se describe en la sección “Acontecimientos Recientes”, el complejo gasífero de la Central de Producción de Entre Lomas es ahora operado por Aconcagua. Vista Argentina y Aconcagua han firmado dos contratos, en virtud de los cuales (i) Aconcagua tratará y despachará el gas natural correspondiente a Vista Argentina inyectándolo en la Planta de Producción Central Entre Lomas, y (ii) Vista Argentina tratará y transportará el petróleo crudo y agua correspondiente a Aconcagua proveniente de Agua Amarga y Entre Lomas.

Una vez tratada la producción, utilizamos el sistema de oleoductos, terminales y barcos 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 la refinería o 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 principalmente 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, la Sociedad, a través de su subsidiaria Vista Argentina, 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 prepago de US\$118,0 millones entre 2023 y 2025, a ser recuperados de la tarifa mensual del servicio. A la fecha del presente reporte anual, la Compañía realizó desembolsos relacionados con este compromiso por un monto total de US\$16.4 millones.

El 27 de enero de 2023, la Compañía, a través de su filial Vista Argentina, 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 prepago 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 reporte anual, la Compañía no ha realizado ningún desembolso relacionado con este compromiso.

Panorama general de las concesiones de explotación en Argentina

Para una descripción del marco jurídico aplicable a las concesiones de explotación de petróleo y gas en Argentina, véase la sección “*INFORMACIÓN DE LA COMPAÑÍA - Marco regulatorio de la industria del petróleo y gas en Argentina*”.

Clientes y mercadotecnia

Mercados de petróleo

En Argentina, nuestra producción de petróleo crudo se vendió a refinerías nacionales y se exportó durante 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 Medanito, 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.

En México, todo nuestro petróleo se vende a Pemex. Vista vende el 100% de la producción a Pemex. Para mayor información, favor de referirse a la sección “*PANORAMA DE LA INDUSTRIA Y REGULATORIO - Panorama de la industria del petróleo y gas en México*”.

Mercados de gas natural y NGL

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. En México, todo nuestro petróleo se vende a Pemex.

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

Competencia

Podemos enfrentar competencia de parte de otros operadores independientes y de grandes empresas petroleras para adquirir y desarrollar concesiones o contratos petroleros. En Argentina,

competimos para adquirir recursos con la empresa estatal YPF, así como con empresas del sector privado tales como Pan American Energy, Pluspetrol, Tecpetrol, Chevron, Total y Compañía General de Combustibles, entre otras. En México, competimos para adquirir recursos con la empresa estatal Pemex y con empresas petroleras nacionales e internacionales.

Además, nos vemos afectados por la competencia para adquirir perforadoras y por la disponibilidad de otros equipos, 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, 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

Nuestra propiedad industrial constituye un elemento clave de nuestro negocio; y nuestro éxito depende, cuando menos en parte, de nuestra capacidad para proteger nuestra principal tecnología y propiedad industrial. Para establecer y proteger nuestros derechos de propiedad industrial nos apoyamos en un conjunto de leyes en materia de patentes, secretos industriales, marcas y otros tipos de propiedad industrial, convenios de confidencialidad y contratos de licencia. Al 31 de diciembre de 2022 todas nuestras marcas registradas estaban debidamente registradas con las autoridades competentes, especificando que las aplicaciones de patentes no son parte de nuestro negocio usual. Para mayor información, ver *“PANORAMA DE LA INDUSTRIA Y REGULATORIO – Investigación y desarrollo, patentes y licencias, etc.”*

Tecnología de la información

Nos apoyamos en nuestros sistemas de tecnología de la información y en maquinaria automatizada para gestionar eficazmente nuestros procesos productivos y operar nuestro negocio. Nuestros sistemas de cómputo están respaldados por infraestructura de procesamiento de datos Dell e IBM; infraestructura de almacenamiento y respaldo de EMC; e infraestructura de red y seguridad cibernética de Cisco. A la fecha de este reporte anual, hemos implementado S/4 Hana, un ERP basado en la nube con licencia de SAP, estandarizando los procesos administrativos y el control interno en toda nuestra organización.

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. Seguimos el Marco de Ciberseguridad desarrollado por el Instituto Nacional de Estándares y Tecnología ("NIST") del Departamento de Comercio de los Estados Unidos. Evaluamos el nivel de madurez probado en función de las últimas tendencias de ciberseguridad y las investigaciones sobre divulgación con nuestro socio KPMG. Nuestro marco sigue las cinco funciones básicas del NIST para ayudarnos a identificar los puntos de mejora y los requisitos de cumplimiento de la ciberseguridad. 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.

Dependemos de la tecnología digital, incluyendo los sistemas de información necesarios para procesar nuestra información financiera y operativa, analizar nuestra información sísmica y de perforación y nuestras estimaciones de petróleo y gas natural, así como sistemas en tiempo real para monitorear y controlar nuestra producción. Debido al carácter crítico de su infraestructura y a la creciente accesibilidad facilitada por la conexión a Internet, pueden estar expuestos a mayores riesgos de ataques cibernéticos. Véase la sección “*FACTORES DE RIESGO – Riesgos relacionados con nuestro negocio e industria*” de este reporte anual.

Asuntos ASG

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.
- Para mayor información, favor de ver la sección “*INFORMACIÓN DE LA COMPAÑÍA – Política ambiental.*”

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.
- 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. La información contenida en nuestro sitio web, o a la que se puede acceder a través de él, no se incorpora por referencia a este reporte anual y no se considerará parte del mismo.

VX Ventures

VX Ventures AenP (“VX Ventures”) es el fondo corporativo de capital riesgo de Vista, lanzado con un compromiso inicial de financiamiento de US\$12.5 millones (lo cual representa menos del 2% de las inversiones de Vista para el año 2022), con el objetivo de desarrollar nuevos negocios que puedan prosperar a través de la transición energética y apoyar a Vista para que se convierta en una empresa con menores emisiones de carbono y menores costos.

En 2022, continuamos con la búsqueda de empresas emprendedoras, ágiles y dinámicas que puedan convertirse en agentes clave del cambio y mejoren las capacidades técnicas y de gestión de proyectos de Vista con un impulso empresarial para acceder a nuevos mercados.

Además, VX Ventures desempeña el papel de exponer a Vista a la opcionalidad de nuevos negocios que pueden escalar potencialmente, y también puede ayudarnos a asegurar el acceso y la retención de los mejores talentos.

Cada inversión se financia a través de vehículos de propósito específico (*SPVs*) controladas por Vista, donde a ciertos ejecutivos relevantes de la Compañía se les da la opción de co-invertir a través de acciones clase B sin derechos corporativos y con la intención de incentivar su compromiso y alinear sus intereses con el proyecto invertido.

Entre nuestra cartera de VX Ventures, hemos creado y financiado Aike NBS S.A.U. para ofrecer compensaciones de carbono de máxima calidad mediante el desarrollo de proyectos de "soluciones basadas en la naturaleza" (NBS), incluidos proyectos de reforestación y de captura de carbono del suelo. Aike también prestará servicios a terceros para ayudarles a satisfacer sus necesidades de desarrollo de proyectos NBS y alcanzar sus compromisos de cero emisiones netas, lo que a su vez beneficiará a Vista al proporcionar una mayor escala para sus actividades NBS. Aike ya ha empezado a prestarnos servicios en relación con la propia cartera de NBS de Vista.

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).

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.

Marco normativo argentino en relación con el cambio climático

La Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático ("CMNUCC"), que entró en vigor el 21 de marzo de 1994, tiene como objetivo 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 ("Protocolo de Kioto"). Este Protocolo de Kioto, que se ocupa de la reducción de ciertos GEI (dióxido de carbono, metano, óxido nitroso, hidrofluorocarbonos, perfluorocarbonos y hexafluoruro de azufre) en la atmósfera, estuvo vigente hasta 2020 como consecuencia de la ratificación de la Enmienda de Doha al Protocolo.

Argentina aprobó el Protocolo de Kioto de la CMNUCC por la Ley Federal N°24.295 en diciembre de 1993, mediante la Ley Federal No. 25,438 el 20 de junio de 2001, y la Enmienda de Doha mediante la Ley Federal No. 27,137 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, que se conoce como el sucesor del Protocolo de Kioto (que fue aprobado en Argentina por la Ley Federal No. 27,270). El acuerdo de París aborda medidas de reducción de emisiones de GEI, objetivos para limitar el aumento de la temperatura global y exige a los países que revisen y "representen una progresión" en sus contribuciones previstas determinadas a nivel nacional. Los tratados internacionales, junto con el aumento de la conciencia pública relacionada con el cambio climático, pueden dar lugar a una mayor regulación para reducir o mitigar las emisiones de GEI.

Además, la Ley argentina No. 26,190, modificada y complementada por la Ley No. 27,191 y sus decretos de aplicación, estableció un marco legal que promueve un aumento de la participación de las energías procedentes de fuentes renovables en el mercado eléctrico de Argentina. En este sentido, en 2019, el Congreso de Argentina promulgó la Ley No. 27.520 de Presupuestos Mínimos de Adaptación y Mitigación al Cambio Climático Global, enfocada a implementar políticas, estrategias, acciones, programas y proyectos que puedan prevenir, mitigar o minimizar los daños o impactos asociados al cambio climático.

Según la Ley No. 27,191, antes del 31 de diciembre de 2017, el 8% de la energía eléctrica consumida deberá proceder de fuentes renovables, llegando al 20% antes del 31 de diciembre de 2025. Establece cinco etapas para alcanzar el objetivo final: (i) 8% al 31 de diciembre de 2017; (ii) 12% al 31 de diciembre de 2019; (iii) 16% al 31 de diciembre de 2022; (iv) 18% al 31 de diciembre de 2023; y (v) 20% al 31 de diciembre de 2025. En este marco, el gobierno argentino lanzó los programas RenovAr. Al 31 de diciembre de 2022, la electricidad originada en fuentes renovables representaba el 12.5% de la demanda total según los datos difundidos por CAMMESA.

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). 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.

Seguros

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

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

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.

PANORAMA DE LA INDUSTRIA Y REGULATORIO

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

Creemos que el sector de E&P en América Latina es atractivo para los inversionistas debido a la escala de sus recursos. Algunas tendencias recientes de inversión incluyen: el desarrollo continuo y exitoso de Vaca Muerta en Argentina como la formación bajo desarrollo de gran escala de yacimientos no convencionales, más grande, fuera de Norte América y las recientes mejoras regulatorias en Brasil destinadas a fomentar las inversiones en el sector de E&P, el programa de desinversiones de Petrobras y el anuncio de las nuevas rondas de licitación de la Agencia Nacional del Petróleo de Brasil, entre otros. Dada la escala de los recursos y los términos competitivos ofrecidos por la región, creemos que las oportunidades de inversión en el sector de E&P en América Latina representan una propuesta de valor sólida.

En América Latina, la competencia por los activos E&P sigue siendo baja en comparación con otras regiones del mundo, particularmente versus Estados Unidos, lo cual genera menores costos de adquisición. Lo dicho se ve reflejado en un menor costo de adquisición de reservas probadas y por acre (específico para los bloques con reservas no convencionales), e indirectamente en un menor costo por barril producido. En este contexto, creemos que Vaca Muerta ofrece atractivas oportunidades de inversión, debido a las propiedades de sus yacimientos, a las últimas mejoras introducidas por los operadores en el diseño y la tecnología de los pozos, que conducen a una mayor productividad de los mismos y a un menor coste de desarrollo, y a que se trata de un juego de baja intensidad de emisiones de GEI.

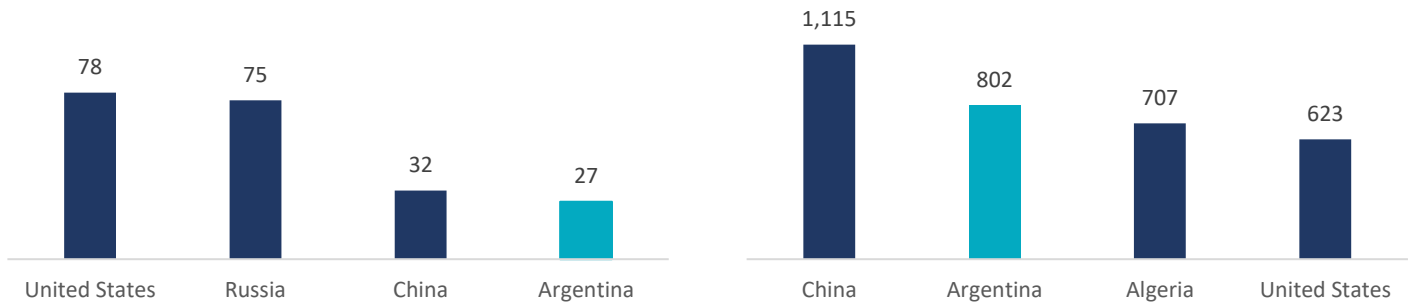
Panorama General de la Industria del Petróleo y Gas en Argentina

Introducción

A diciembre de 2021, 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 SdE, 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 Bnbbbl de petróleo, mientras que las reservas totales probadas, probables y posibles eran de 26.8 Tcf y 5.3 Bnbbbl 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 Bnbbbl y 802 Tcf respectivamente, al 31 de diciembre de 2017, siendo el país con más bloques produciendo de manera comercial fuera de Norteamérica.

Recursos Mundiales de Petróleo No Convencional (Bnbb)

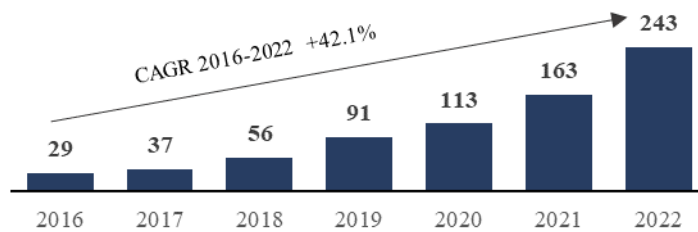
Recursos Mundiales de Gas No Convencional (Tcf)



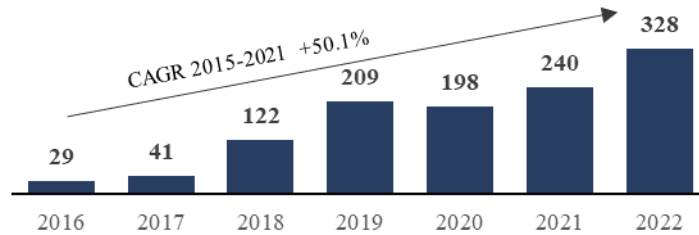
Fuente: ARI (2013). *World Shale Gas and Shale Oil Resource Assessment*, junio de 2013. Datos de los Estados Unidos a partir de abril de 2015.

Si bien la producción de hidrocarburos en Argentina ha disminuido durante los últimos años, el auge en la explotación de recursos shale ha atraído inversiones y por lo tanto ha transformado las perspectivas. Algunas de las mayores compañías petroleras han comprado y continúan comprando bloques en Argentina; al mismo tiempo, los jugadores locales han anunciado ambiciosos planes de crecimiento. La producción de petróleo no convencional aumentó a una tasa compuesta anual promedio de 42.1% desde 2016 hasta 2022. Además, la producción de gas no convencional aumentó a una tasa compuesta anual promedio de 50.1% entre 2016 a 2022.

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



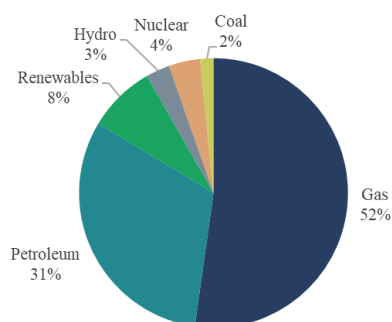
Producción promedio de gas natural no convencional 2016 - 2022 (Mboe/d)



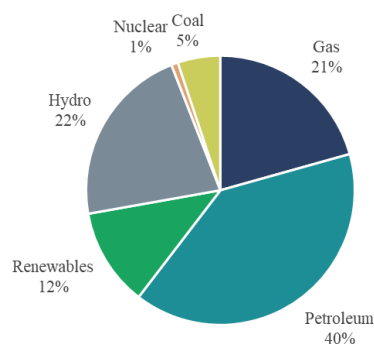
Fuente: Secretaría de Gobierno de Energía de Argentina.

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

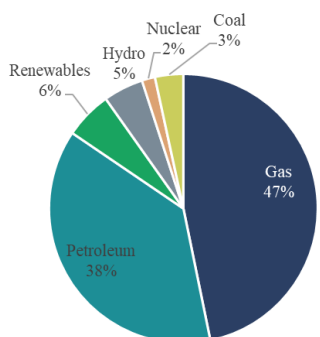
Fuentes de energía primaria al 2021 de Argentina



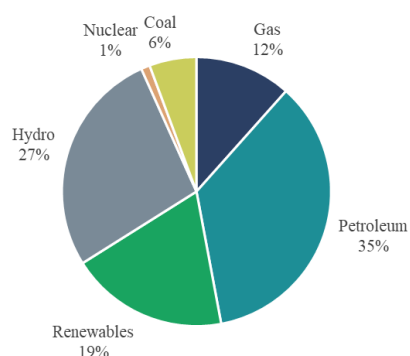
Fuentes de energía primaria al 2021 de Sur y Centro América y México



Fuentes de energía primaria al 2021 de México



Fuentes de energía primaria al 2021 de Brasil

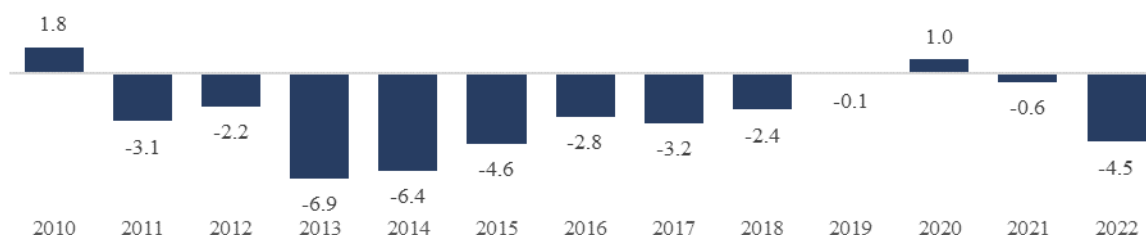


Fuente: Secretaría de Gobierno de Energía de Argentina y el informe estadístico de BP sobre el mundo energético.

Las importaciones energéticas juegan un rol fundamental en la balanza comercial de Argentina. 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 NGL (US\$2,567 millones) y 2,402 mil 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 2022. Sin embargo, en 2022 se importaron 1,166 miles de millones de metros cúbicos de gasolina y 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 alcanzando US\$8,398 millones, principalmente debido a las exportaciones de crudo. Aunque las exportaciones crecieron más de US\$3,000 millones en comparación con el año 2021, el déficit de la balanza comercial energética se acercó a los US\$4,500 millones, un deterioro significativo en comparación con 2021 (ver tabla abajo). En 2021, la demanda nacional de gas se cubrió con la producción nacional y las importaciones de gas natural de Bolivia, que ascendieron a 0,17 Tcf (US\$1,041 millones). Además, se importaron 0.12 Tcf de NGL (US\$1,092 millones) y 1,940.4 miles de metros cúbicos de gasóleo (US\$1,043 millones) para la generación de energía. Debido al aumento de la producción de petróleo shale, no fue necesario importar petróleo durante 2021. Sin embargo, en 2021 se importaron 580.7 miles de metros cúbicos de gasolina y 1,973 miles de metros cúbicos de diésel (US\$1,362 millones). En consecuencia, las importaciones de energía alcanzaron los US\$5,843 millones, siendo las exportaciones las que casi compensaron dicho monto, alcanzando los US\$5,283 millones, debido principalmente a las exportaciones de crudo.

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



Fuente: Instituto de Estadística y Censos Argentino.

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.



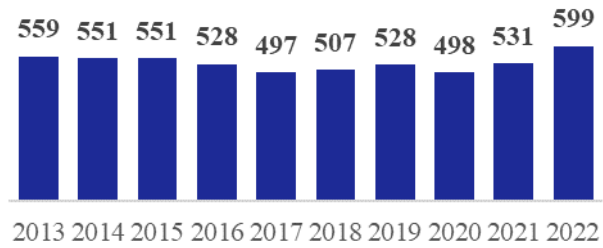
Fuente: Wood Mackenzie.

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

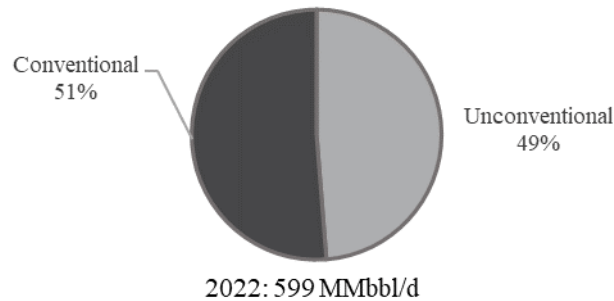
Durante 2022, la producción de petróleo y condensado promedió 599 Mbb/d, un 13% superior a la producción promedio de 2021 y representó el 41% de la producción de hidrocarburos en Argentina. La producción convencional representa el 60% de la producción total de petróleo, mientras que la producción no convencional representa el 40% restante. Durante 2021, la producción de petróleo y condensado fue de una media de 531 Mbb/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 (Mbb/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. SESCO. Clasificación por operador

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%).

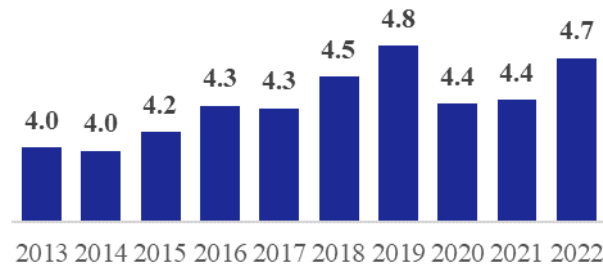
El principal productor de petróleo de Argentina (incluyendo *shale* y convencional) fue YPF con una participación de mercado del 47%, seguido de Pan American Energy (17%), Vista (7%), Shell (5%), Pluspetrol 5%) y Tecpetrol (3%).

Al 31 de diciembre de 2021, las Reservas Probadas de petróleo alcanzaron 2,7 Bnbb, la mayor proporción de Reservas Probadas de petróleo en la Cuenca de Neuquina (48.8%), seguida por Golfo San Jorge (48.1%), Austral (1.7%), Cuyana (0.9%) y Noroeste (0.5%).

Exploración y Producción de Gas Natural

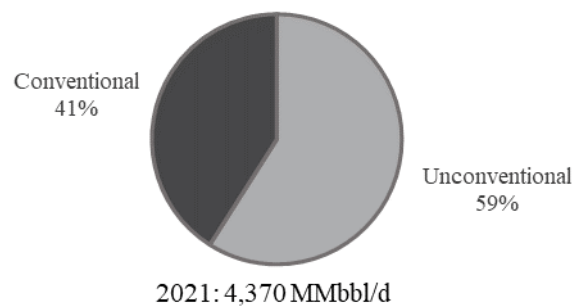
Durante el 2022, la producción de gas natural alcanzó 4.7Bncf/d, 7% más que la producción promedio de 2021 y representó el 59% de la producción nacional. Durante 2021, la producción de gas natural alcanzó los 4.4 Bncf/d, en línea con la producción de 2020 y representó el 61% de la producción total Argentina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

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



Fuente: Secretaría de Gobierno de Energía de Argentina.

Desglose de la producción de gas natural en 2022



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

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 Tncf. 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 interna de gas natural alcanzó los 4.0 Bncf/d. El sector de generación de energía eléctrica impulsó la demanda con el 31.4% del gas consumido en el país, seguido del sector industrial (28.9%), residencial (24.4%) y otros (15.4%). Durante 2022, para satisfacer la demanda de gas natural, se importaron 0.14 Tcf de gas natural de Bolivia, además de 0.08 de Tcf de NGL.

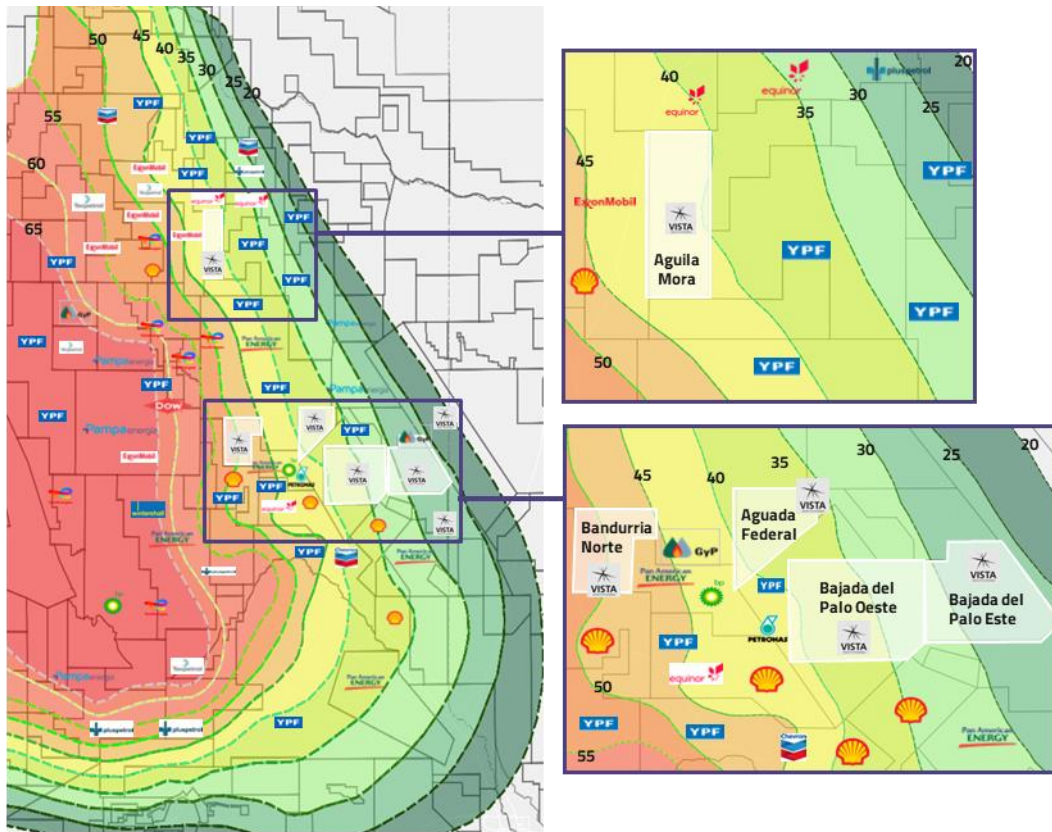
En 2021, la demanda nacional de gas natural alcanzó los 4,1 Bncf/d. El sector de generación eléctrica impulsó la demanda con el 37.7% del gas consumido en el país, seguido del sector industrial (28.4%), residencial (22.8%) y otros (11.0%). Durante el año 2021, para satisfacer la demanda de gas natural, se importaron 0,17 Tcf de gas natural de Bolivia, además de 0,12 Tcf de NGL.

Panorama General de Vaca Muerta / Potencial Shale

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

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

Distribución de la formación Vaca Muerta en la cuenca

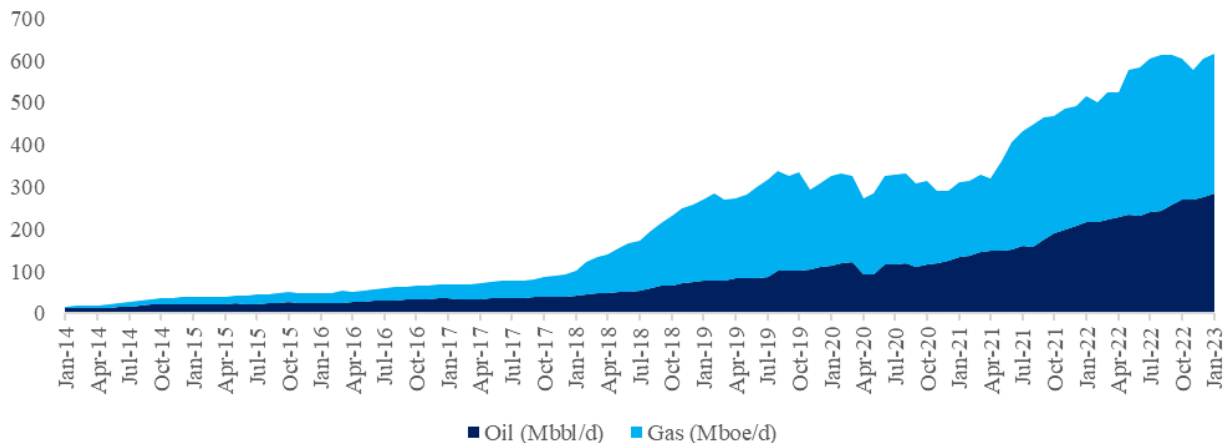


Contour lines numbers denote API degrees

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 Loma Campana, La Amarga Chica, Bandurria Sur, Bajada del Palo Oeste y Cruz de Lorena, que aportaron 197.6 Mbb/d. La producción de shale gas fue impulsada principalmente por Fortín de Piedra, Aguada Pichana Este, Rincón del Mangrullo, Aguada Pichana Oeste y La Calera, que aportaron 232.1 Mboe/d.

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



Fuente: Secretaría de Economía de Argentina.

Vaca Muerta presenta propiedades geológicas similares que algunas de las formaciones de *shale* más exitosas de Estados Unidos. La siguiente tabla muestra las características geológicas de del bloque de la Compañía Bajada del Palo Oeste en Vaca Muerta en comparación con otras formaciones de Estados Unidos.

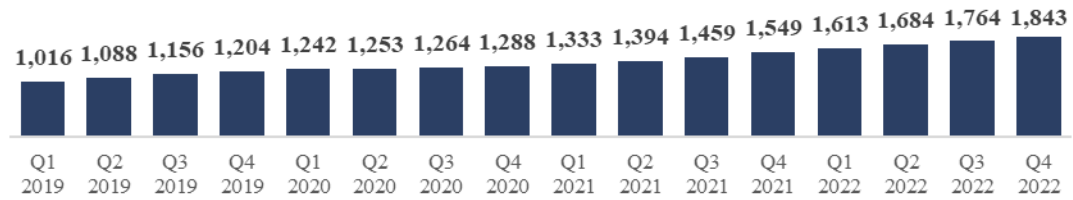
Región	Contenido Orgánico Total ("COT") (%)	Espesor (m)	Presión del reservorio (psi/ft)
Bajada del Palo Oeste	4.2	250	0.9
Eagle Ford	3	200 - 300	0.5 – 0.8
Wolfcamp (Permian)	3 - 5	30 - 100	0.5 – 0.9

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

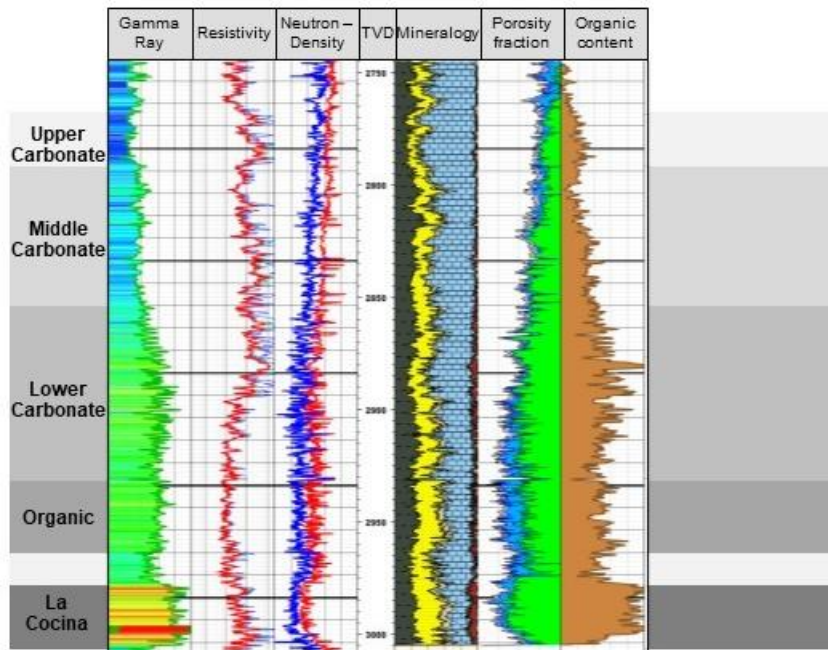
Al 31 de enero de 2023, la actividad de perforación se ha centrado históricamente en la concesión de Loma Campana operada por YPF en asociación con Chevron, con más de 720 pozos perforados de un total de 1,899 pozos perforados en Vaca Muerta. Vaca Muerta sigue evolucionando con un desarrollo que empieza a extenderse más allá del centro histórico de actividad a bloques adyacentes como La Amarga Chica, Fortín de Piedra, El Orejano, Bandurria Sur, Bajada del Palo Oeste y Aguada Pichana Este, que están incrementando su actividad de perforación con más de 500 pozos en producción.

Total de pozos de *shale* terminados 1Q19-4Q22



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. Es posible que Vaca Muerta tenga una trayectoria de crecimiento similar a la de la Cuenca de Permian u otras formaciones de *shale* de los Estados Unidos. La creciente inversión en Vaca Muerta por parte de los operadores internacionales es similar a las etapas iniciales de la Cuenca del Permian desde 2008, convirtiéndose en una de las formaciones de *shale* más atractivas del mundo.

Potenciales zonas de navegación adicionales en Bajada del Palo Oeste



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

Infraestructura Petrolera

La infraestructura de petróleo crudo en Argentina conecta las cuencas de producción con las refinerías. Las refinerías se encuentran en Luján de Cuyo, en la Cuenca Cuyana, y Plaza Huinca, 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 Oldelval 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.



Infraestructura de Gas

La infraestructura para transporte de gas en Argentina incluye más de 30,000 km. La infraestructura de alta presión está dividida en 5 sistemas: una línea principal desde el Norte, 3 líneas del Oeste, y una línea desde el Sur, todas ellas transportan gas a la región de Buenos Aires.



Fuente: Secretaría de Gobierno de Energía de Argentina

La actividad en Vaca Muerta se ha desarrollado utilizando la infraestructura existente, pero esperamos que conforme la producción vaya aumentando se construya nueva infraestructura y se implementen mejoras a la infraestructura actual. Por ejemplo, TGS construyó un ducto de 92 km con una capacidad de 37 MMm³/d, que puede ser expandida hasta 56 MMm³/d, y una planta de acondicionamiento para adaptar la calidad del gas antes de entrar a los ductos. 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 Bn cf/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 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 22 MMm³/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 Ley de Hidrocarburos, modificada por la Ley Corta, y la Ley No. 27.007, es el principal cuerpo regulatorio para la exploración y producción de petróleo y gas. La autoridad competente o de aplicación para la Ley de Hidrocarburos es la Secretaría de Energía de Argentina (“SdE”). Como resultado de la modificación de la Ley de Hidrocarburos mediante la Ley Corta, cada provincia tiene su propia autoridad competente. En particular, la provincia de Neuquén ha promulgado su propia Ley de Hidrocarburos No. 2,453, entre otras leyes y regulaciones sobre estas actividades. El transporte, distribución y comercialización de gas son reguladas de forma independiente por la Ley Nacional Argentina No. 24,076.

Como fue mencionado anteriormente, tras la promulgación de la Ley Corta enero de 2007, la concesión de licencias para actividades de exploración y explotación de yacimientos de hidrocarburos fue transferida del gobierno federal a los gobiernos provinciales. La Ley Corta reconoció el dominio eminente sobre los yacimientos de hidrocarburos de las provincias de acuerdo con el artículo 124 de la Constitución Argentina (incluyendo los yacimientos a los que se les otorgaron concesiones antes de 1994) y otorgó a las provincias el derecho de administrar dichos yacimientos. Por lo tanto, los permisos de exploración y las concesiones de explotación existentes al momento de la promulgación de la Ley Corta han sido transferidos a los gobiernos provinciales correspondientes hasta su vencimiento. En cambio, las concesiones de transporte entre provincias siguen estando sujetas a la jurisdicción federal.

La actividad comercial se basa en permisos de exploración y concesiones de explotación otorgados por cada gobierno provincial. Los titulares de permisos de exploración y concesiones de explotación tienen derechos exclusivos sobre sus áreas. Las empresas pueden adquirir derechos sobre permisos de exploración o concesiones de explotación a través de licitaciones públicas convocadas por las provincias o el gobierno federal. Las empresas también pueden adquirir derechos mediante acuerdos *farm-in* o acuerdos de cesión de derechos celebrados con terceros sobre permisos o concesiones existentes. Los derechos petroleros son independientes de los derechos de superficie. La producción de petróleo pertenece al titular de un permiso de exploración o concesión de explotación) a partir de su extracción.

Las empresas estatales tienen derecho a ser titulares de permisos de exploración y concesiones de explotación y a operarlos. En el caso de la provincia de Neuquén, todas las áreas vacantes y cedidas fueron reservados a favor de la empresa estatal provincial, GyP, que celebró acuerdos de asociación con otras empresas.

No obstante lo anterior, la Ley No. 27,007 establece que en el futuro las provincias y el gobierno federal no establecerán nuevas áreas a favor de empresas estatales, Sin embargo, los contratos ya celebrados por dichas entidades o empresas provinciales para la exploración y desarrollo de áreas reservadas continúan sujetos a las normas promulgadas previo a la Ley No. 27,007.

De acuerdo con el Artículo 23 de la Ley de Hidrocarburos, los plazos máximos de vigencia de los permisos de exploración que se establezcan mediante licitación son los que se muestran a continuación.

Para la exploración con un objetivo convencional:

- Primer plazo: hasta tres años;
- Segundo plazo; hasta tres años; y
- Periodo de prórroga; hasta cinco años.

Para la exploración con un objeto no-convencional:

- Primer plazo: hasta cuatro años;

- Segundo plazo; hasta cuatro años; y
- Periodo de prórroga; hasta cinco años.

El periodo de prórroga, tanto para un objetivo convencional como no-convencional, solamente podrá ser solicitado por el titular del permiso que ha cumplido el compromiso de inversión y las demás obligaciones asumidas por éste.

El Artículo 35 de la Ley de Hidrocarburos establece que la explotación de recursos convencionales tendrá periodos de 25 años, mientras que la explotación de recursos no-convencionales tendrá periodos de 35 años. La explotación de recursos no-convencionales deberá incluir un periodo de prueba piloto de hasta 5 años, a ser definido por el concesionario y aprobado por la autoridad competente o de aplicación en el momento del inicio de la concesión. El Poder Ejecutivo Argentino podrá prorrogar indefinidamente el periodo de cada concesión de explotación, tanto convencional como no-convencional, por hasta 10 años por cada periodo de extensión, con la condición de que el concesionario haya cumplido sus obligaciones, la concesión esté produciendo hidrocarburos y se haya presentado un plan de inversiones consistente con el desarrollo de la concesión. La solicitud respectiva deberá presentarse al menos un año previo al vencimiento de la concesión. Bajo la anterior Ley de Hidrocarburos Argentina las concesiones podían extenderse solo una vez por un periodo de 10 años. Incluso las concesiones que se dieron con anterioridad a esta modificación o que ya se hubieran extendido una vez, podrán ser extendidas nuevamente.

Conforme al Artículo 59 de la Ley de Hidrocarburos No. 17,319, el concesionario de explotación pagará mensualmente al estado una regalía del 12% de la producción de hidrocarburos líquidos en la boca del pozo, la que puede reducirse hasta 5% teniendo en cuenta la productividad, condiciones y ubicación de los pozos. Como resultado del proceso de transferencia del dominio del gobierno federal a las provincias, el gobierno federal ha asignado la recaudación de regalías a las provincias. Las regalías no difieren entre la producción en tierra y en el mar. En caso de prórroga del plazo de una concesión de explotación, se pagará una regalía adicional del 3% sobre la regalía aplicable al momento de la primera prórroga y hasta un máximo total del 18% por cualquier prórroga posterior.

La Ley No. 27,007 establece 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*.

El Artículo 60 de la Ley de Hidrocarburos establece que las regalías serán recibidas en efectivo, salvo que el gobierno, por lo menos 90 días antes de la fecha de pago, manifieste su intención de recibir el pago en especie. Dicha decisión tendrá validez por no menos de seis meses.

La ley No. 27,007 establece que el Poder Ejecutivo argentino deberá incluir al régimen de promoción de inversión (creado por Decreto No. 929/13) a los proyectos que requieran una inversión de no menos de US\$250MM durante un periodo de 3 años (el “Régimen de Promoción de Inversión”). Con anterioridad a esta modificación de la Ley No. 27.007, los beneficios de este régimen aplicaban únicamente a los proyectos con una inversión de más de US\$1,000 millones en un periodo de 5 años.

Los beneficios del Régimen de Promoción de Inversiones pueden reflejarse a partir del tercer año desde la ejecución de los respectivos proyectos e incluyen una asignación del 20% de la producción del proyecto para su venta a precios del mercado internacional tanto proyectos convencionales como no-convencionales, y del 60% de la producción de los proyectos *offshore*. Se considerarán proyectos *offshore*

aquellos en los que la perforación de pozos se realice en lugares en los que la distancia entre el fondo marino y la superficie, medida en la ubicación del pozo, en promedio entre la marea alta y baja, supere los 90 metros.

La Ley No. 27,007 también establece dos contribuciones a ser pagadas a las Provincias en relación con los proyectos amparados en este Régimen de Promoción de Inversión: (i) 2.5% del monto de la inversión inicial que será destinado a proyectos de responsabilidad social corporativa, a ser pagado por el titular del proyecto, y (ii) una contribución, a ser determinada por la Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas (“CPCE”), creada por el Decreto No. 1.277/2012, que tomará en cuenta la magnitud y el alcance del proyecto para financiar obras de infraestructura en la provincia relevante, a ser pagado por el Gobierno de Argentina.

La Ley No. 27,007 establece que el Gobierno de Argentina y las Provincias promoverán la adopción de un tratamiento tributario uniforme que promueva las actividades hidrocarburíferas.

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 licenciataria (artículo 80 de la Ley No. 17,319). Los licenciataria 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 licenciataria estará obligado a pagar los montos de inversión comprometidos y no cumplidos (artículos 20 y 81 de la Ley No. 17,319).

Además, las expropiaciones en Argentina están reguladas por la Ley Federal de Expropiaciones, No. 21,499, que no incluye disposiciones específicas para las licencias de petróleo y gas.

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. Aquellos interesados en llevarlas a cabo deberán tener el consentimiento previo del propietario de la superficie y serán responsables de los daños que puedan causar. Los trabajos de reconocimiento no podrán comenzar sin previa autorización de la autoridad competente o de aplicación. En el permiso se indicará el tipo de estudio a realizar, el plazo de su vigencia y los límites y extensión de las áreas en donde se realizará.

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.

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.

Cánones y Regalías:

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 No. 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 una comisión por cada kilómetro cuadrado o fracción de kilómetro cuadrado, en su caso, de acuerdo con la siguiente escala:
 - *Primer periodo:* La cantidad equivalente en Pesos Argentinos a 0.46 barriles de petróleo por kilómetro cuadrado.
 - *Segundo periodo:* La cantidad equivalente en Pesos Argentinos a 1.84 barriles de petróleo por kilómetro cuadrado.
 - *Tercer periodo:* La cantidad equivalente en Pesos Argentinos a 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 Argentinos a 8.28 barriles de petróleo por kilómetro cuadrado o fracción de kilómetro cuadrado como regalía.

El precio que se considerará para determinar el valor del barril de petróleo para efectos de calcular los cánones de la exploración y explotación antes mencionados, será el que resulte del promedio del precio en el mercado del petróleo, correspondiente al primer semestre del año anterior al de la liquidación.

Por otro lado, las regalías se definen como el único mecanismo de ingreso sobre la producción de hidrocarburos a ser percibidas por las jurisdicciones titulares del dominio de hidrocarburos otorgados.

Conforme a lo anterior, la Ley No. 27,007 mantuvo la tasa de 12% establecida en la Ley de Hidrocarburos original. Se mantiene la posibilidad de reducir la regalía hasta en un 5% teniendo en cuenta la productividad, condiciones y ubicación de los pozos. En caso de prórroga, se establece que se pagará una regalía adicional de hasta el 3% de la regalía aplicable en el momento de la primera prórroga y hasta un máximo de 18% para las prórrogas siguientes.

Para la realización de actividades complementarias de explotación de hidrocarburos convencionales (Sección 59 de la Ley No. 17,319, modificada por la Ley No. 27,007), a partir del vencimiento del plazo de la concesión debidamente otorgada y dentro de la concesión de explotación de hidrocarburos no-convencionales, la autoridad competente podrá fijar una regalía adicional de hasta 3% respecto de la regalía aplicable, hasta un máximo del 18% según corresponda.

El poder ejecutivo provincial o nacional, según corresponda, en su carácter de autoridad otorgante, podrá reducir hasta un 25% del monto correspondiente a las regalías aplicables a la producción de hidrocarburos y durante los 10 años siguientes a la finalización de la prueba piloto a favor de las empresas que soliciten una concesión para la explotación de hidrocarburos no-convencionales dentro de los 36 meses de vigencia de la Ley No. 27,007.

Finalmente, la Ley de Hidrocarburos contempla la posibilidad de que, previa aprobación de la autoridad, las regalías podrán reducirse en 50% para proyectos de producción terciaria, petróleo extra pesado y offshore, con base en su productividad, ubicación y otras características técnicas y económicas desfavorables.

La Resolución No. 435/04 emitida por la SdE, que modifica la Resolución No. 155 (i) impone requisitos adicionales de información en relación con las regalías, (ii) introduce ciertos cambios relativos a las competencias 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 de la debida información. Esta resolución se ha aplicado a los titulares de permisos y concesiones de producción desde junio de 2004.

Exploración Offshore

En octubre de 2018 se publicó el Decreto No. 872/2018, que ordena a la SdE 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 SdE en virtud de la cual la SdE 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 SdE. En el evento se recibieron ofertas para 18 de las áreas licitadas, por un monto aproximado de US\$724 millones. 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, 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 SdE.

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 SdE y la Resolución No. 69-E/2016 de la Secretaría de Recursos Hidrocarbúricos. Este

reglamento requiere que los titulares de permisos de exploración y concesiones de explotación presenten, a más tardar el 31 de marzo de cada año, estimaciones de las reservas y recursos de gas natural y petróleo existentes al 31 de diciembre del año anterior. Las estimaciones deben ser certificadas por un auditor externo y enviadas a la SdE. La información debe presentarse siguiendo los criterios aprobados por la "SPE" (*Society of Petroleum Engineers*), el "WPC" (*World Petroleum Council*) y la "AAPG" (*American Association of Petroleum Geologists*), los cuales son ampliamente aceptados internacionalmente.

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

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

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

Los criterios técnicos y económicos (incluyendo precios de venta esperados, inversiones proyectadas, evolución de los costos operativos, administrativos y de transporte, impuestos y derechos estimados) utilizados para estimar las reservas y los recursos contingentes son definidos por los operadores y están sujetos al control de auditores externos, quienes validan la información presentada a la SdE 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 SdE. Las referencias a las "reservas probadas" de Argentina siguen la definición de "reservas probadas" que figura en las directrices publicadas por la SdE. 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 SdE.

Transporte

La Ley de Hidrocarburos Argentina provee a los productores de hidrocarburos a obtener del Gobierno argentino una concesión exclusiva 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, en los términos especificados en la Ley de Hidrocarburos y el Decreto No. 44/91. Las concesiones de transportes incluyen almacenamiento, puertos, oleoductos y cualquier otra instalación fija necesaria para el transporte de petróleo y subproductos. Las concesiones de transporte correspondientes a oleoductos o instalaciones que no superen los límites de una provincia están sujetas a la concesión de licencias y a la jurisdicción de dicha provincia. Las concesiones de transporte internacionales o interprovinciales continúan estando sujetas a la jurisdicción federal.

Los términos de las concesiones de transporte se concederán y prorrogarán a los plazos equivalentes de las concesiones de explotación relacionadas con las concesiones de transporte. 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 SdE, 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.

El 7 de febrero de 2019, el Gobierno de Argentina emitió el Decreto No. 115/2019, el cual modifica determinadas provisiones relevantes del Decreto No. 44/1991:

- Las tarifas aplicables a los cargadores por los servicios de transporte de hidrocarburos a través de oleoductos, gasoductos, poliductos y/o cualquier otra instalación permanente y fija para el transporte, carga, despacho, infraestructura de recolección, compresión, acondicionamiento y tratamiento de hidrocarburos, se ajustará cada cinco años. Si antes de la finalización de dicho periodo se produjeran variaciones significativas en los indicadores base para el cálculo de las tarifas, a solicitud del concesionario, dichas tarifas podrán ser revisadas por la autoridad de aplicación. Para la financiación y amortización de nuevas inversiones, la autoridad de aplicación podrá contemplar un plazo mayor para la vigencia del cálculo tarifario;
- La capacidad disponible (diferencia entre la capacidad máxima de transporte del gasoducto y las necesidades propias del transportista aprobadas por la autoridad de aplicación) será

declarada anualmente por los concesionarios de transporte, según el procedimiento que establezca la autoridad de aplicación;

- El plazo de las concesiones de transporte adjudicadas por el procedimiento de licitación o concurso previsto en la Sección 5 del Título II de la Ley No. 17,319 y sus modificaciones, será de 35 años, contados a partir de la fecha de su otorgamiento. Los concesionarios podrán solicitar prórrogas por un plazo de 10 años cada una, siempre que hayan cumplido sus obligaciones, estén 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 vigor del Decreto No. 115/2019, se registrarán por los términos y condiciones de su otorgamiento;
- Los titulares de concesiones de transporte de hidrocarburos líquidos otorgadas a partir de la entrada en vigor del Decreto No. 115/2019 y los titulares de concesiones de transporte de hidrocarburos líquidos otorgadas con anterioridad a esa fecha, respecto del volumen de ampliaciones de capacidad de sus instalaciones realizadas con posterioridad a esa misma fecha, podrán asegurar capacidad de servicio a cualquier embarcador 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 estarán sujetas a la tarifa aprobada por la Autoridad de aplicación;
- En los casos de cesión de una concesión de transporte, la extinción de la concesión de explotación del cedente, cualquiera que sea su causa, no afectará a la validez de la concesión de transporte;
- La autoridad de aplicación de la Ley No. 17,319 según fue modificada, establecerá el procedimiento para ampliaciones de capacidad de los gasoductos existentes; y
- La autoridad de aplicación de la Ley No. 17,319 según fue modificada, autoriza a convocar una licitación pública para la adjudicación de una o más concesiones de transporte y a determinar los términos y condiciones de las licitaciones que se convoquen con base a las propuestas que presenten los interesados en obtener una concesión de transporte.

El 1 de julio de 2019, a través de la Resolución No. 357/2019 de la SdE, los términos y condiciones de las ofertas públicas de adquisición que se organizarán en virtud del decreto con base a las propuestas presentadas por los interesados en obtener una concesión de transporte en los términos del artículo 46 de la Ley de Hidrocarburos fueron aprobadas.

El 7 de mayo de 2021 se publicó en el Boletín Oficial la Resolución No. 385/2021 de la SdE, derogando la Resolución No. 29/2010 de la SdE que establecía las normas para la inscripción de empresas en el anterior “Registro de Empresas Concesionarias de Transportes”.

La Resolución No. 385/2021 de la SdE 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 No. 5906/67. La resolución estableció que las empresas inscritas en el anterior “Registro de Empresas Concesionarias de Transportes” (establecido por la Resolución No. 29/2010) será automáticamente considerado como inscrito en el nuevo registro, y las disposiciones de esta nueva resolución serán aplicables a estas.

Esta medida es aplicable a aquellas empresas que por sí solas o asociadas con terceros, transporten hidrocarburos líquidos por vía terrestre o marítima, mediante oleoductos, gasoductos, poliductos y/o cualquier otra instalación permanente y fija para el transporte, carga, despacho/expedición, infraestructura de recolección, compresión, acondicionamiento y tratamiento de hidrocarburos que cuenten o pretendan obtener una concesión de transporte a nivel nacional o provincial. Estas empresas podrán iniciar el trámite de inscripción en el Registro de Empresas Petroleras en cualquier momento del año, mientras que la reinscripción deberá realizarse durante el mes de julio de cada año.

Asimismo, estableció los requisitos que deben cumplir las empresas que se inscriban en dicho registro.

El 23 de agosto de 2021 se publicó en la Gaceta Oficial el Decreto No. 540/2021, que implementó para las concesiones de transporte existentes y para las que se otorguen en lo sucesivo el servicio de transporte no físico de hidrocarburos líquidos por ductos hasta el ingreso a la brida de la entrada de la planta 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 ejecutará el servicio de transporte no físico de un determinado volumen de hidrocarburos líquidos cuando sea requerido, siempre que las condiciones técnicas y operativas de su sistema de transporte lo permitan, y procederá a la devolución del volumen recibido, en la medida en que la cantidad equivalente de hidrocarburos líquidos esté 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 de la SdE No. 571/2019 según fue modificada.

El transportista establecerá las condiciones técnicas y operativas específicas del servicio de transporte no físico en su reglamento interno, de conformidad con la regulación vigente y lo dispuesto en el Decreto No. 540/2021.

El transportista podrá establecer una tasa de gestión administrativa para el servicio de transporte no físico que no formará parte de la tarifa y será abonada por el cargador que solicite la implantación del servicio.

Ningún cargador podrá negarse a que el volumen entregado en un determinado punto de entrega sea utilizado por el transportista para realizar un transporte no físico solicitado por otro cargador, siempre que el cargador que solicita el transporte físico reciba en el punto de devolución designado por él, la cantidad de petróleo ajustada según el ajuste volumétrico y la calidad equivalente establecida en el banco de calidad aprobado, un mecanismo de compensación a ser establecido por el transportista.

A partir del otorgamiento de la licencia (permiso de exploración o concesión de explotación), todo el equipo e instalaciones existentes o que se instalen en el bloque, así como los edificios e instalaciones fijas o móviles, pertenecerán al titular de la licencia. Una vez transcurrido el plazo original y todas las prórrogas pertinentes, las instalaciones volverán al gobierno federal o provincial, siendo aplicables en tal medida las normas de desmantelamiento.

Agencia Gubernamental Autorizada

De conformidad con el Artículo 3 de la Ley de Hidrocarburos, el Artículo 2 de la Ley Corta y el Artículo 2 de la Ley No. 26,741 (la "Ley de Soberanía Hidrocarburífera"), el Poder Ejecutivo Argentino establece la política federal aplicable a la exploración, explotación, refinación, transporte y comercialización de hidrocarburos líquidos para abastecimiento interno.

El Poder Ejecutivo Argentino vigila la determinación de las áreas en las que deben promoverse las actividades relacionadas con los hidrocarburos y, junto con los gobiernos provinciales, se encarga de otorgar permisos y concesiones. De acuerdo con la Ley de Federalización de los Hidrocarburos No. 24,145, cada provincia tiene la autoridad para aplicar la Ley de Hidrocarburos en su propio territorio.

Según el Decreto No. 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 es ejercida por la SdE En materia de hidrocarburos, la SdE es asistida por la Subsecretaría de Hidrocarburos.

Requerimientos de Capital

Para ser titulares de permisos de exploración o concesiones de explotación, con independencia de la provincia donde se desarrollen las actividades, las empresas deben estar inscritas en el Registro de Empresas de Exploración y Explotación de Hidrocarburos que lleva la SdE. Dichos titulares y concesionarios deberán contar con los recursos financieros y capacidades técnicas para realizar las operaciones que conllevan los derechos que se les otorgan. Además, dichos titulares deberán asumir la responsabilidad exclusiva de las responsabilidades asociadas a las actividades de exploración y producción. La inscripción en el registro también es un requisito para poder ser operador de permisos y concesiones y tiene que renovarse anualmente y puede revocarse en caso de que no pueda demostrarse la capacidad técnica.

Además, el artículo 5 de la Ley de Hidrocarburos establece que los titulares de permisos y concesiones deberán establecer domicilio legal dentro de Argentina.

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 barriles de petróleo para las zonas terrestres y (ii) el valor en Pesos Argentinos de 270,000 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.

En todos los casos, la compañía o la asociación de compañías titular del permiso o concesión deberá mantener dicho patrimonio neto durante toda la vigencia del permiso o concesión. Estos requerimientos de capital pueden satisfacerse mediante garantías financieras o de otro tipo.

Mercado de Petróleo Crudo

La Ley de Hidrocarburos faculta al poder ejecutivo argentino a fijar la política nacional en materia de la explotación, industrialización, transporte y comercialización de hidrocarburos, con el objeto principal de satisfacer las necesidades de hidrocarburos del país con la producción de sus yacimientos, manteniendo reservas que aseguren tal propósito. Asimismo, la Sección 1 de la Ley de Soberanía Hidrocarburífera

declaró el logro de la autosuficiencia de hidrocarburos como de interés público nacional y como objetivo prioritario de la República Argentina. En este contexto, el comprador final de petróleo crudo en el mercado doméstico puede ser una refinería, un gran productor o un comercializador de combustibles.

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) a través del Decreto No. 2014/2008 y la Resolución No. 1312/2008 de la SdE y el Programa de Estímulo a la Producción de Petróleo Crudo a través de la Resolución No. 14/2015 de la Comisión de Planificación Estratégica y Coordinación del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas, complementada por la Resolución No. 33/2015 de la misma comisión.

Asimismo, en los últimos años se han aplicado medidas y acuerdos para fijar los precios del petróleo crudo en el mercado local. El más reciente ha sido el Decreto No. 488/2020, que se detalla a continuación.

La Ley de Solidaridad publicada en la Gaceta Oficial el día 23 de diciembre del 2019, establece que el poder ejecutivo argentino tiene derecho a establecer derechos de exportación hasta un máximo del 33% de las mercancías exportadas hasta el 31 de diciembre de 2021. La Ley de Solidaridad también estableció un tope del 8% para los derechos de exportación de hidrocarburos y productos mineros. El poder ejecutivo argentino podrá ejercer estas facultades hasta el 31 de diciembre de 2021.

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

El 19 de mayo de 2020, el gobierno argentino emitió el Decreto No. 488/2020, con el fin de adoptar nuevas medidas urgentes y transitorias para cumplir eficientemente con los objetivos de la política de hidrocarburos y garantizar el autoabastecimiento a mediano plazo. Para ello, se planteó la necesidad de fijar, de manera transitoria, el precio de comercialización en el mercado local del barril de petróleo crudo, para que las empresas productoras puedan cubrir los costos operativos y sostener los niveles de actividad y/o producción.

Sin embargo, 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 cinco 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 SdE (según el régimen establecido en la Resolución S.E. No. 241-E/2017 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 en los últimos años, tales como el “Programa de Estímulo a la Inyección Excedente de Gas Natural”, comúnmente conocido como el “Plan Gas”, implementado mediante la Resolución No. 1/2013 de la ex Comisión de Planificación Estratégica y Coordinación; el “Programa de Estímulo a la Inyección de Gas Natural para Compañías con Inyección Reducida”, comúnmente conocido como “Plan Gas II” (implementado mediante la Resolución No. 60/2013) de la ex Comisión de Planificación Estratégica y Coordinación y regulado por la Resolución No. 83/2013 de la misma comisión; el “Programa de Estímulo a la Inyección de Gas Natural para Empresas Sin Inyección” creado por la Resolución No. 185/2015; el “Programa de Estímulo a los Nuevos Proyectos de Gas Natural”, conocido como Plan Gas III, creado por la Resolución 74/2016 conforme a la cual el programa estará vigente hasta el 31 de diciembre de 2018; el “Programa de Estímulo a las Inversiones en Desarrollos de Producción de Gas Natural Proveniente de Reservorios No Convencionales” creado por la Resolución No. 46-E/2017 del ex MEyM, modificada por la Resolución No. 419-E/2017 del mismo ministerio.

Plan Gas 2020-2024 (Plan Gas. Ar)

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

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

- 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 SdE, como se detalla más adelante.
- b. Tendrá una duración inicial de cuatro años, que podrá ser prorrogada por la SdE por períodos adicionales de un año cada uno con base en su análisis del mercado de gas, los volúmenes de demanda y posibilidades de inversión en infraestructura. En el caso de los proyectos off-shore, se podrá contemplar un plazo mayor de hasta ocho años.
- c. Comprende un volumen total de 70 MMm³/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 MMm³/d, (ii) Cuenca Neuquina 47.2 MMm³/d, y (iii) Cuenca Noroeste 2.8 MMm³/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 MMm³/d, que se comprometerá exclusivamente en el período no invernal. Los beneficios para la exportación se aplicarán tanto a la exportación de gas natural por gasoductos como a su licuefacción en Argentina y posterior exportación como NGL.
- f. El gobierno argentino podrá asumir mensualmente el pago de una parte del precio del gas natural en el PIST, a fin de mitigar el impacto del costo del gas natural que se transfiere a los usuarios finales.
- g. El BCRA estableció los mecanismos adecuados para garantizar la repatriación de 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.
- h. Las Resoluciones No. 80/17 y 175/19 de la SdE (anteriormente Secretaría de Gobierno de Energía) fueron derogadas. Se faculta a la SdE a dictar todos los actos administrativos necesarios para establecer un mecanismo de transición para los usuarios incluidos en la normativa derogada.

Regímenes Especiales para el Acceso al Mercado de Divisas

Mediante el Decreto No. 277/2022, publicado en el Boletín Oficial el 27 de mayo de 2022, y su Decreto Reglamentario No. 484/2022, publicado en el Boletín Oficial el 16 de agosto de 2022, el Poder Ejecutivo Argentino creó (i) el Régimen de Acceso de Divisas para el Incremento de la producción de Petróleo ("RADPIP") y (ii) el Régimen de Acceso de Divisas para el Incremento en la producción de Gas Natural ("RADPIGN"), con el fin de proporcionar a los productores de hidrocarburos las reglas de acceso a divisas necesarias para impulsar la inversión en el sector.

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

- Beneficiarios: personas físicas inscritas en el Registro de Empresas Petroleras - Sección de Productores -, 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 establecidos en el presente decreto y sus normas complementarias;
- Los beneficiarios podrán, con el fin de promover las inversiones necesarias para incrementar la producción de las áreas hidrocarburíferas de su titularidad, presentarse conjuntamente con otras personas jurídicas ("terceros asociados"), debidamente inscritas, que cumplan con los requisitos establecidos en la normativa y que acrediten fehacientemente una relación contractual con el beneficiario de al menos doce (12) meses, con una inversión mínima efectiva de US\$50,000,000.
- Requisitos de acceso: para acceder al RADPIP y al RADPIGN, los beneficiarios deben cumplir determinados requisitos establecidos en la normativa, entre los que se incluyen, de

manera enunciativa más no limitativa, la obtención de un incremento en los niveles de producción de petróleo crudo (RADPIP) y/o la obtención de un incremento en los niveles de inyección de gas natural (RADPIGN), además de cumplir con el régimen de Promoción del Empleo, Trabajo y Desarrollo de Proveedores Regionales y Nacionales de la Industria de Hidrocarburos aprobado en los decretos mencionados ("RPEPNIH").

- El RPEPNIH incluye la obligación de presentar Planes Regionales y Nacionales de Proveedores Regionales y Nacionales (PDPRN) y un sistema de aplicación preferente que da prioridad a la adquisición de bienes y servicios de origen nacional y regional.
- Beneficios:
 - RADPIP: los beneficiarios tendrán acceso al mercado de divisas por un importe equivalente a su Beneficio por Volumen de Incremento en Producción (VPIB). Es decir, un importe equivalente al 20% de su incremento trimestral sobre la base de producción de 2021.
 - RADPIGN: los beneficiarios tendrán acceso al mercado de divisas por un importe equivalente a su Incremento en Volumen de Inyección Beneficioso (VIIB). Es decir, un importe equivalente al 30% del incremento trimestral en inyección sobre la base de producción de 2021.

Si se cumplen determinadas condiciones establecidas en la normativa, los porcentajes mencionados pueden aumentarse.
- Plazo para solicitar prestaciones: los beneficiarios (y sus terceros asociados) podrán solicitar el reconocimiento de prestaciones a partir del tercer trimestre de 2022. El reconocimiento de la prestación deberá solicitarse dentro de los 15 días hábiles posteriores a la finalización de cada trimestre. La SdE y la Administración Federal de Ingresos Públicos de Argentina (AFIP) implementarán las medidas complementarias para que el proceso de reconocimiento de la prestación concluya en un plazo no mayor a 90 días naturales contados a partir del cierre del trimestre para el que se solicita. Una vez cumplidos los requisitos correspondientes, la SdE emitirá un certificado que será notificado por una nota a los beneficiarios, a la AFIP y al BCRA.
- Transferencia: Las prestaciones RADPIP y RADPIGN pueden transferirse a los proveedores directos de los beneficiarios.

El 28 de octubre de 2022, el BCRA emitió la Comunicación "A" 7626 mediante la cual estableció el proceso que deberán de seguir los beneficiarios para acceder a las divisas regulado por el Decreto 277/22. El 16 de enero de 2023, la SdE publicó la Resolución 13/2023 en la cual se establecieron ciertas formalidades y procedimientos que deberán seguir los beneficiarios para adherirse a los regímenes establecidos por el Decreto.

Sostenibilidad

Argentina cuenta con regulación en materia de protección del medio ambiente a nivel federal, provincial y municipal, así como en la Constitución Argentina.

Por ejemplo, Argentina aplica el principio de "quien contamina paga" y exige la aprobación obligatoria de una evaluación de impacto ambiental para realizar actividades de riesgo. Además, la legislación garantiza el derecho de acceso a la información medioambiental, la participación pública en el proceso de la toma de decisiones medioambientales, y el acceso a la justicia en materia de medio ambiente. Se exige un seguro medioambiental y también se establecen obligaciones respecto a la presentación de

información. Argentina ha aprobado varios tratados internacionales de derechos humanos y, en particular, relacionados con el medio ambiente.

Además, Argentina ha aprobado varias regulaciones sobre sostenibilidad. Por ejemplo, se ha establecido una administración nacional mediante los Decretos No. 1023/01 y No. 1030/16, lo que obliga a considerar la sostenibilidad en el proceso de toma de decisiones en la adquisición de bienes y servicios por parte de la administración pública. Además, el Decreto No. 31/2023, recientemente promulgado, declara como prioridad una política pública nacional para la gestión sostenible de los recursos utilizados por los organismos públicos nacionales. Dichas prácticas prevén la gestión eficiente de: energía eléctrica; agua; gas natural; residuos; contratación pública; accesibilidad; movilidad sostenible; y áreas y espacios verdes.

Asimismo, mediante la Resolución No. 635/2022 (modificada por la Resolución No. 668/2022) el Ministerio de Transporte aprobó el Plan Nacional de Transporte Sustentable. Su principal objetivo es promover la transición energética y la eficiencia en el transporte para lograr una movilidad sostenible. Dicho plan contiene un conjunto de estrategias y políticas para ser implementadas en 2030, promoviendo la reducción de las emisiones de GEI. Se han aprobado otras regulaciones sobre sostenibilidad. Aún no se ha evaluado su impacto en la Industria del Petróleo y el Gas.

Además, como miembro de la CMNUCC y Parte del Acuerdo de París, Argentina se ha comprometido a presentar sus Contribuciones Determinadas a Nivel Nacional ("NDC", por sus siglas en inglés), que son básicamente las acciones climáticas propuestas. El límite de emisiones al cual se ha comprometido Argentina, según la información que surge de la NDC actualizada en octubre de 2021, es no superar la emisión neta de 349 millones de toneladas de dióxido de carbono equivalente (MtCO_{2e}) en el año 2030. Esta meta es aplicable a todos los sectores de la economía.

Las NDCs establecen que hacia 2030, Argentina llevará a cabo una transición energética, enfocando sus esfuerzos en la promoción de la eficiencia energética, las energías renovables, y el fomento de la generación distribuida, utilizando el gas natural como combustible de transición durante este periodo.

Para dar seguimiento a este compromiso -cuyo objetivo es contribuir a los estándares establecidos en el Acuerdo de París- Argentina debe elaborar y reportar a la CMNUCC el Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero (INGEI). Además, mediante la Resolución No. 363/2021 emitida por el Ministerio de Medio Ambiente y Desarrollo Sostenible de la Nación, Argentina ha creado el Registro Nacional de Proyectos de Mitigación del Cambio Climático, donde se inscriben los proyectos de mitigación existentes. El alcance de dicho registro no ha sido determinado a la fecha del presente reporte anual, por lo que aún su aplicación no puede ser definida.

Lineamientos para un Plan de Transición Energética a 2030

El 1 de noviembre de 2021 se publicó en el Boletín Oficial la Resolución No. 1036/2021 de la SdE, 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. Dos escenarios de suministro eléctrico son incorporados, así como los requisitos de inversión de cada uno de ellos. Ambos escenarios buscan mitigar el impacto de las emisiones y proponen la implementación de políticas de eficiencia energética relacionada con el tema residencial y de transporte.

Los escenarios surgen de la combinación de políticas de oferta y demanda. Desde el punto de vista de la demanda, se proponen políticas en dos aspectos: por un lado, en el sector de transporte, con una trayectoria tendiente al aumento de la flota y su motorización, incluyendo una penetración de vehículos

eléctricos y, por otro lado, un aumento de la flota que utiliza gas natural, como GNC y GNL, en función del modo de transporte.

En relación con la demanda de electricidad y gas natural, se presentan dos escenarios, por un lado, un escenario tendencial en el que se proponen las políticas de eficiencia existentes y, por otro lado, una mejora de la eficiencia en el uso de la energía tanto en la demanda de gas como en la de electricidad.

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%.

Panorama de la industria del petróleo y gas en México

Según la Administración de Comercio Internacional de Estados Unidos, México es el decimotercero mayor productor de petróleo del mundo y tiene la tercera reserva probada de petróleo más grande en América Latina, después de Venezuela y Brasil. México cuenta con importantes recursos de hidrocarburos, con reservas estimadas de petróleo y gas desarrolladas y no desarrolladas de 8.0 Bnboe, reservas totales probadas, probables y posibles de 22.2 Bnboe, al 1 de enero de 2022 según la CNH existen múltiples formaciones para desarrollar campos productivos.



Cuencas de México, Fuente: Wood Mackenzie

El subsuelo mexicano tiene múltiples formaciones geológicas y brinda oportunidades considerables en todo el espectro de riesgo, desde campos *on shore* hasta grandes proyectos en aguas profundas. Mientras que las reservas de petróleo y gas están fuertemente concentradas en las formaciones de la Cuenca Sudeste, estas reservas prospectivas se distribuyen en múltiples bloques y Cuencas, lo que podría dar lugar a más oportunidades para que los participantes del sector de petróleo y gas accedan a reservas sin explotar. La producción total de petróleo de México ha disminuido de 3.37 MMbbl/d en 2006 a 1.62 MMbbl/d a la fecha del presente reporte anual debido al decaimiento en la producción del campo de

Cantarell, según la CNH. Sin embargo, durante los últimos años, la producción de petróleo ha sido generalmente estable, y existen oportunidades para que los operadores privados y Pemex aumenten la producción a través de la implantación de tecnologías nuevas para el aprovechamiento y explotación de campos técnicamente más demandantes, tanto en proyectos de exploración en aguas someras y profundas, hasta proyectos de recuperación secundaria y terciaria en campos convencionales *on shore* y exploración de recursos no convencionales.

Reservas Mexicanas de Petróleo y Gas al 1 de enero de 2022
(Bnboe)

Cuenca Geológica	Reservas		
	Producción acumulada	Reservas Probadas No Desarrolladas y no desarrolladas	Reservas totales probadas, probables y posibles
Sureste	46.5	6.0	13.9
Tampico Misantla.....	6.5	1.0	5.6
Burgos	2.4	0.1	0.4
Veracruz	0.8	0.7	2.0
Sabinas.....	0.1	0.0	0.0
Otros*	0.0	0.0	0.1
Aguas Profundas.....	0.0	0.1	0.2
Total México.....	56.3	8.0	22.2

* Incluye Cinturón Plegado de Chiapas y Plataforma Burro-Picachos

Fuente: Pemex y CNH.

Aunque los recursos más importantes se encuentran en los campos costa afuera (*offshore*) y *shale*, todavía existe un potencial sustancial en las reservas convencionales *on shore*. La base de los recursos *shale* de México se encuentra entre las más grandes del mundo y está ubicada a unos cientos de millas de distancia de los bloques de *shale* más desarrolladas de los Estados Unidos, con los que las formaciones de México comparten muchas similitudes. Según la EIA, los recursos de *shale* técnicamente recuperables, son potencialmente mayores que las reservas convencionales probadas del país y están estimados en 545 Tcf de gas natural y 13.1 Bnbbbl de petróleo, son potencialmente mayores que las reservas convencionales probadas del país.

Múltiples formaciones de E&P por cuencas



Fuente: EIA.

Las oportunidades de inversión privada se encuentran disponibles en toda la industria energética de México, incluida la exploración y producción de petróleo y gas, el desarrollo, la construcción y la gestión de la nueva capacidad de gasoductos y el refuerzo de la capacidad existente, el desarrollo y la construcción de instalaciones de almacenamiento y transporte de líquidos y gas, y la modernización del sector de estaciones de gasolina del país, entre otros, que requerirán montos importantes de capital.

Además de estas fuentes de oportunidades para la inversión privada, México tiene un potencial significativo para aumentar su producción de petróleo mediante la aplicación de técnicas secundarias y terciarias, mejorando significativamente los factores de recuperación actuales. Por ejemplo, un aumento de un punto porcentual en los factores de recuperación representaría un volumen de aproximadamente 1.6 Bnbl (equivalente a más de dos años de la producción total de petróleo de México).

La Reforma Energética de 2013

En 2013, el Gobierno de México aprobó reformas constitucionales de gran alcance destinadas a modernizar la industria energética y a aumentar el acceso a las reservas de petróleo y gas del país, la capacidad de producción y la infraestructura general de abastecimiento para ayudar al crecimiento económico de México, aumentar los ingresos fiscales y fortalecer el presupuesto federal. Además, apoyándose en las reformas constitucionales aprobadas, el Congreso Mexicano aprobó la legislación económica y técnica secundaria en agosto de 2014, impactando las actividades relacionadas con el sector de hidrocarburos en México, desde la producción hasta su comercialización, y desde la explotación de recursos hasta la generación de energía eléctrica.

Particularmente relevantes para la industria de petróleo y gas en México, las reformas buscaron impulsar la exploración y producción de petróleo y gas al permitir la participación de inversionistas privados por primera vez en 78 años y aumentar el acceso a la tecnología, la experiencia y el capital. Se considera que el marco regulatorio adoptado por las reformas ha acatado las mejores prácticas de regulación y transparencia a nivel internacional.

Las reformas otorgaron al sector de E&P una mayor independencia de Pemex. Antes de la reforma, la Constitución mexicana establecía que Pemex debía realizar, por sí sola, todas las actividades relacionadas con la industria del petróleo y el gas del país. Con la reforma energética, se incorporó a la Constitución la figura de los Contratos para la Exploración y Extracción (CEE) de hidrocarburos. Los CEE ahora permiten a las empresas privadas participar en el sector energético nacional, incluyendo las actividades de E&P como operadores o no operadores, con la capacidad de reportar reservas de petróleo y gas en sus estados contables. Además, derivado de la reforma Pemex puede asociarse con empresas privadas para realizar diversas actividades de la cadena productiva del sector, lo que le otorga acceso a capital, tecnología y conocimientos avanzados, además de permitir que se convierta en una Empresa Productiva del Estado más eficiente.

Hay tres formas principales para que las empresas privadas inviertan en el sector de E&P en México: las asociaciones (*farmouts*) de Pemex, las migraciones de contratos de servicios de E&P y las rondas de licitación de la CNH.

Rondas de licitación de hidrocarburos

Como se ha venido mencionando, la reforma energética permitió a la CNH adjudicar CEE. La Secretaría de Energía de México ("SENER") es quien establece los requisitos de precalificación para cada ronda de licitación, las capacidades operativas, técnicas, financieras y legales requeridas, y posteriormente el proceso de licitación es realizado por un comité de miembros de la CNH.

A la fecha de este reporte anual, la CNH ha adjudicado y ejecutado 109 contratos de exploración y producción. De ellos, 51 (46.78%) han sido en tierra, mientras que aproximadamente 31 (28.44%) han sido en aguas someras y 27 (24.77%) en aguas profundas. En 2022, la producción alcanzó una cantidad total agregada de 176.1 Mbb/d de petróleo y 244.3 MMcf/d de gas natural.

Hasta la fecha, el Gobierno mexicano ha completado con éxito la primera, segunda y tercera ronda. Ciento cuatro bloques fueron adjudicados a través de nueve licitaciones diferentes, 38 en la Ronda 1, 50 en la Ronda 2, 16 en la Ronda 3 y cinco Migraciones. Diversas empresas internacionales de petróleo y gas han ganado bloques de estas rondas incluyendo, entre otros, Total, Shell, ENI, Petronas, Ecopetrol, Repsol, Murphy, Ophir, Premier, Equinor (anteriormente Statoil), DEA, Lukoil, CNOOC, Pan American, Fieldwood y Talos. Estos representan los primeros CEEs adjudicados en México desde 1938. No obstante, algunas de esas empresas (por ejemplo, British Petroleum, Repsol y Equinor (antes Statoil)) han anunciado o iniciado recientemente procedimientos de renuncia de acuerdos de E&P derivados de la falta de posibilidades de éxito geológico.

El 11 de diciembre de 2018, la CNH canceló la segunda y tercera licitación correspondiente a la Ronda 3. Lo anterior, en virtud de que la SENER requirió el retiro de todos los bloques que iban a licitarse para realizar un análisis mayor de los prospectos incorporados en las licitaciones. Además, durante una conferencia de prensa realizada el 24 de enero de 2020, el director de SENER declaró que las licitaciones de hidrocarburos y las asociaciones (*farmouts*) no forman parte actualmente de los planes del Gobierno Federal para aumentar la producción de petróleo.

En octubre de 2021 el gobierno presentó el Plan Quinquenal para 2020-2024. Este nuevo plan se caracteriza por la priorización de las inversiones en aguas poco profundas y áreas convencionales en tierra, excluyendo las áreas no convencionales en tierra y las aguas profundas. De conformidad con el Plan Quinquenal para 2020-2024, el Gobierno Federal determinó que la actual administración no realizará nuevas licitaciones para adjudicar áreas contractuales para actividades de exploración y producción hasta que los contratos actuales puedan demostrar la obtención de beneficios.

Asociaciones (*Farmouts*)

Las asociaciones (*farmouts*) son un mecanismo por el cual el titular de una licencia a un recurso energético cede a un tercero una participación de la licencia. Pemex está utilizando asociaciones (*farmouts*) para asociarse con operadores internacionales de exploración y producción que cuenten con los recursos financieros y la experiencia para acelerar el desarrollo y extraer valor de su amplia base de activos de hidrocarburos. El primer contrato de asociación (*farmouts*) se asignó a BHP Billiton en diciembre de 2016, lo que resultó en una asociación con Pemex para desarrollar el yacimiento Trion de aguas profundas en el área de Perdido.

En su plan de negocios 2017-2021, Pemex reveló un programa agresivo de asociación (*farmouts*) destinado a atraer nuevos socios del sector privado. Los proyectos de asociación (*farmouts*) incluyen oportunidades en yacimientos terrestres, de aguas someras y profundas. Algunos de estos campos ya se encuentran en la fase de producción y representan más de 1,000 kilómetros cuadrados y 4.139 MMboe de las reservas totales probadas, probables y posibles en México. Pemex estima que estos activos requerirán más de US\$40 mil millones para desarrollar. Pemex espera aumentar la producción en sus campos en un 15% a través de estos acuerdos, según el Plan de Negocios 2017-2021 de Pemex.

El primer proyecto de asociación (*farmouts*), para el campo Trion, fue firmado en marzo de 2017 por Pemex y BHP Billiton. En marzo de 2017, la CNH comenzó un proceso de licitación para el segundo contrato de producción compartida con Pemex en aguas someras. Correspondiente al bloque de Ayín-Batsil en el Golfo de México y, en septiembre de ese mismo año, inició el proceso de asociación (*farmouts*) en el bloque de aguas profundas Nobilis Maximino. La primera licitación fue declarada desierta y el otro proceso fue cancelado en diciembre. En octubre de 2017, se finalizaron dos procesos de asociación en los bloques Cárdenas-Mora (reservas totales probadas, probables y posibles: 93.19 MMboe) y Ogarrio (reservas totales probadas, probables y posibles: 53.97 MMboe). Las asociaciones (*farmouts*) fueron otorgadas a Cheiron Holding Limited y DEA Deutsche Erdoel AG, respectivamente.

En abril de 2018, se publicó la convocatoria de la Licitación CNH-A6-7 Asociaciones/2018 para la asociación con Pemex (*farmouts*) para la extracción de petróleo en un grupo de áreas en los estados de Veracruz, Tabasco y Chiapas pero el pasado 13 de junio de 2019, la CNH la canceló al retirarse todos los campos a licitarse como la consecuencia de la renuncia presentada por Pemex Exploración y Producción a los procesos de migración que dieron origen a dicha licitación. Durante una conferencia de prensa realizada el 24 de enero de 2020, el director de SENER declaró que las licitaciones de hidrocarburos y las asociaciones (*farmouts*) no forman parte actualmente de los planes del Gobierno Federal para aumentar la producción de petróleo.

Servicios de E&P Migración de contratos

La reforma energética también permite que Pemex migre los contratos existentes de servicios de E&P integrados de petróleo y gas, a acuerdos o licencias de producción compartida, como un medio para continuar impulsando la inversión en el sector de E&P. Estos contratos fueron firmados por Pemex y empresas privadas antes de la reforma energética y fueron conocidos como Contratos Integrales de Exploración y Producción y Contratos de Obra Pública Financiada. Con el régimen reglamentario, se espera que estos contratos de servicios migren a contratos de servicios de E&P, transformando la relación con Pemex de ser un contratista de servicios a ser un aliado estratégico. Pemex ha identificado un total de 22 contratos de servicio que planea migrar en dos bloques separados. El proceso de migración de los contratos comenzó en 2015 y actualmente y a la fecha del presente reporte anual se han migrado con éxito 5 contratos de servicios integrados de E&P a acuerdos o licencias de reparto de la producción.

Sector de servicios de petróleo y gas

Las empresas de servicios de petróleo y gas están bien establecidas en todo el país, prestando sus servicios a las operaciones en tierra y en el mar. Todas las grandes empresas internacionales de servicios petroleros y de gas están presentes, con un número creciente de pequeños proveedores locales disponibles para determinadas actividades a costos competitivos.

Infraestructura intermedia y descendente

Se han realizado una serie de inversiones en el desarrollo de infraestructuras, las cuales incluyen importantes inversiones en instalaciones intermedias y posteriores. Por ejemplo, los avances en la construcción de la refinería de Dos Bocas y la compra de la refinería de Deer Park en Houston, aún en desarrollo, forman parte de una estrategia para reducir todas las importaciones de hidrocarburos, con el objetivo de llevar a la autosuficiencia en términos de productos refinados.

Marco regulatorio de petróleo y gas en México

Upstream and Downstream

El 31 de diciembre de 2013, se promulgó el Decreto por el que se reformaron diversos artículos de la Constitución Política de México, dentro del cual se modificaron los artículos 25, 27 y 28 de la Constitución mexicana, con el cual se llevó a cabo la apertura de los sectores del petróleo, el gas natural y la energía a la inversión privada.

En agosto de 2014, el Congreso Mexicano aprobó leyes secundarias para implementar las reformas constitucionales. Estas reformas permiten al gobierno mexicano otorgar contratos a entidades del sector privado en el sector de producción (*upstream*) a través de licitaciones públicas. Estas reformas también permiten que las entidades del sector privado obtengan permisos para el procesamiento, refinación, comercialización, transporte, almacenamiento, importación y exportación de hidrocarburos, incluyendo el procesamiento, compresión, licuefacción, regasificación, transporte, distribución, comercialización y venta al por menor de gas natural, el transporte, almacenamiento, distribución, comercialización y venta minorista de productos derivados del petróleo, incluidos los NGL, y el transporte (a través de ductos) y el almacenamiento de productos petroquímicos, incluido el etano.

La legislación promulgada en 2014 incluye la Ley de Hidrocarburos, que preserva el concepto de propiedad estatal sobre los hidrocarburos mientras éstos se encuentren en el subsuelo, pero permite a las empresas privadas obtener la propiedad de los hidrocarburos una vez que son extraídos. La Ley de Hidrocarburos de México permite a las entidades del sector privado, con un permiso otorgado por la CRE, almacenar, transportar, distribuir, comercializar y realizar ventas directas de hidrocarburos, así como para poseer y operar tuberías y estaciones o terminales de licuefacción, regasificación, compresión y descompresión, y equipos relacionados de acuerdo con las regulaciones técnicas y de otro tipo. Además, las entidades del sector privado pueden importar o exportar hidrocarburos sujetos a un permiso otorgado por la SENER.

Los permisos otorgados antes de la promulgación de la Ley de Hidrocarburos de México, incluyendo sus términos y condiciones generales, permanecerán en vigencia durante su periodo original, y los derechos en poder de los titulares de permisos no se verán afectados por las nuevas leyes y regulaciones. Sin embargo, se requieren nuevos permisos, como los permisos de comercialización otorgados por la CRE, y los permisos de importación y exportación otorgados por la SENER. Además, la legislación requiere que las compañías petroleras hagan pequeños pagos porcentuales a los propietarios de terrenos por petróleo o gas

extraído en su propiedad. También aumentó la cantidad de ingresos petroleros que se transferirán a los Gobiernos locales y estatales.

El 4 de mayo de 2021, se presentó una iniciativa de reforma para modificar la Ley de Hidrocarburos en el Diario Oficial de la Federación. La reforma a la Ley de Hidrocarburos, que otorga mayores facultades a la SENER y a la CRE para otorgar, revisar y revocar los diferentes permisos contemplados en la Ley de Hidrocarburos. Los principales objetivos de la iniciativa de ley son, entre otros (i) el cumplimiento de la política pública de almacenamiento mínimo de productos petrolíferos emitido por la SENER; (ii) aumentar la regulación de la revocación de los permisos existentes; (iii) combatir el robo de combustible (huachicoleo); (iv) proporcionando la suspensión de los permisos en caso de problema de seguridad nacional; y (v) incluyendo nuevas causas de revocación de permisos.

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

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

Adicionalmente, el 30 de septiembre de 2021, el Presidente Andrés Manuel López Obrador presentó ante la Cámara de Diputados una iniciativa constitucional para reformar el sector energético en México, que conllevaba la modificación de los artículos 25, 27 y 28 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos y su correspondiente modificación a las leyes secundarias, principalmente la Ley de la Industria Eléctrica (la "Reforma Energética Constitucional") para buscar que el Estado Mexicano retomara el control del sector eléctrico a través de su empresa productiva del estado, CFE. Sin embargo, en abril de 2022, no reunió los votos suficientes para alcanzar la mayoría calificada en la Cámara de Diputados para que la Reforma fuera aprobada.

Como consecuencia de lo anterior, el sector energético, a nivel constitucional, se mantiene sin cambios tal y como se aprobó en la Reforma Energética de 2013.

El 27 de octubre de 2022, Agustín Díaz Lastre fue nombrado nuevo comisionado de la CNH por un periodo de siete años. Adicionalmente, el 23 de marzo de 2023 Salvador Ortuño Arzate fue designado como nuevo comisionado de la CNH que ocupará la vacante que dejó la ex comisionada de la CNH, Alma América Porres Luna el 31 de diciembre de 2022, al concluir su periodo como comisionada. El nuevo comisionado de la CNH servirá por un periodo de 7 años desde marzo de 2023 hasta diciembre de 2030.

Adicionalmente, el 28 de febrero de 2023, la CRE publicó la resolución A/004/2023 (la "Resolución"), mediante la cual reinstaló, a partir del 1 de marzo de 2023, los procedimientos previamente suspendidos por la CRE durante la pandemia COVID -19, de acuerdo con la siguiente reglas:

- (i) Tratándose de trámites pendientes que hayan sido ingresados antes de la entrada en vigor la presente Resolución serán atendidos conforme al orden de prelación que será publicada en la página oficial de la CRE;
- (ii) Tratándose de trámites que ingresen con posterioridad a la entrada en vigor de la presente Resolución, serán atendidos conforme al número de folio de trámite que será asignado a través de la liga <https://ope.cre.gob.mx/>, (solo podrá recibirse una solicitud al mes por persona);
- (iii) Los folios estarán disponibles para los interesados, cinco días hábiles previos al mes correspondiente, (salvo marzo de 2023, que por única ocasión estarán disponibles dentro de sus primeros cinco días hábiles.);
- (iv) Los folios serán asignados conforme a lo siguiente:
 - a) 50 al mes en materia de hidrocarburos;
 - b) 15 al mes en materia de electricidad;
 - c) 120 al mes de pre registros
- (v) Las actuaciones, requerimientos, solicitudes o promociones realizadas ante la CRE se entenderán realizadas a partir del 1° de marzo de 2023;
- (vi) El número de procedimientos mensuales recibidos y pendientes de tramitar podrá incrementarse una vez atendidos todos los asuntos antes referidos;
- (vii) La Secretaría Ejecutiva podrá autorizar los días y horas adicionales que resulten necesarios con el objeto de que su Órgano de Gobierno, provean sobre los asuntos que consideren necesarios conforme al orden de prelación.

Tras su publicación en el Diario Oficial de la Federación, la Resolución levantó a partir del 1 de marzo de 2023 la suspensión de plazos legales. La Resolución pretende abordar el retraso de tres años y satisfacer las necesidades del mercado regulado. Sin embargo la Resolución no explica la razón por la cual se le conceden tan pocas vacantes mensuales para nuevos expedientes al sector eléctrico, en comparación con los otros dos sectores. Con esta Resolución, la CRE espera dar respuesta a todos los procedimientos pendientes como consecuencia de la aplicación de las medidas de mitigación de la pandemia COVID-19. A la fecha de la Resolución había 9,963 procedimientos pendientes de los cuales 7,887 se refieren a hidrocarburos, 858 a energía y 1,218 a pre registros.

En este sentido, el Poder Judicial mexicano ha demostrado su independencia y apego al estado de derecho, al admitir más de cinco mil amparos para frenar la entrada en vigor de algunas de las leyes más importantes del país adoptadas por el actual Gobierno Mexicano y minimizar el impacto de las modificaciones de la Reforma a la Ley de Hidrocarburos. Sin embargo, los últimos acontecimientos y promulgaciones continúan generando críticas e incertidumbre, según diversas organizaciones y actores del sector.

Certificación de Reservas y Recursos en México

El 13 de agosto de 2015, la CNH publicó un conjunto de lineamientos (los "[Lineamientos de la CNH](#)") que rigen la valuación y certificación de las reservas de México y los recursos contingentes relacionados. Las Lineamientos de la CNH siguen las mismas normas internacionales SPE/WPC/AAPG, descritas con

respecto al proceso de certificación de reservas y recursos en Argentina (ver “*PANORAMA DE LA INDUSTRIA Y REGULATORIO - Marco Regulatorio del Petróleo y Gas en Argentina - Certificación de Reservas y Recursos en Argentina*”). Por lo tanto, los procesos de clasificación y certificación en México de reservas son similares a los descritos con respecto a Argentina.

Los criterios de valoración económica establecidos por la CNH para las Reservas Probadas también siguen las definiciones de la SEC en la Regla 4-10(a) de la Regulación S-X, la cual establece que el precio de venta será el precio promedio durante el periodo de 12 meses anterior a la fecha de terminación del periodo cubierto por el informe, determinado como un promedio aritmético no ponderado del precio del primer día del mes para cada mes dentro de dicho periodo.

Entidades reguladoras

Para las actividades de transformación (*midstream*) y distribución (*downstream*), incluyendo la refinación de petróleo y el procesamiento de gas natural, la Ley de Hidrocarburos establece un régimen de permisos otorgado por la SENER y la CRE, según corresponda. La Ley de Hidrocarburos también establece el proceso mediante el cual las entidades pueden solicitar estos permisos.

La SENER es responsable de desarrollar la política de producción (*upstream*) del país, incluyendo la determinación de qué áreas estarán disponibles a través de licitaciones públicas. La SENER decide el calendario de licitación y los modelos de contrato que se aplicarán. Además, aprueba todos los términos no fiscales del contrato. La Secretaria de Hacienda y Crédito Público (“*SHCP*”) aprueba todos los términos fiscales que se aplican a los contratos. La SCHK también participa en auditorías.

La CNH lleva a cabo las rondas de licitación que otorgan contratos a las compañías petroleras y consorcios de empresas. Interactúa con Pemex y empresas privadas, y administran todos los contratos de E&P. La CRE otorga los permisos de transporte, almacenamiento, distribución, compresión, licuefacción, descompresión, regasificación, comercialización y venta de petróleo crudo, productos derivados del petróleo y gas natural.

La Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos es una nueva agencia producto de las reformas energéticas. Esta agencia regula todas las cuestiones de seguridad y medio ambiente para el sector. El Centro Nacional de Control de Gas Natural (“*CENAGAS*”) es otra agencia federal, la cual es responsable de administrar el sistema de distribución y almacenamiento de gas, una tarea que anteriormente pertenecía a Pemex.

La COFECE es un organismo independiente del gobierno mexicano que tiene jurisdicción conjunta en las actividades de gas natural, NGL, productos derivados del petróleo y etano en relación con la prevención y la aplicación de medidas monopolísticas y concentraciones económicas. Con la aprobación de la COFECE, la CRE puede emitir nuevas regulaciones para desarrollar mercados competitivos en el sector de hidrocarburos, que pueden incluir restricciones de agrupación, limitaciones de los accionistas y límites en la participación de los operadores económicos en las actividades de marketing.

Compañía petrolera estatal

Como consecuencia de la reforma energética, Pemex se transformó de un organismo público descentralizado a una Empresa Productiva del Estado el 7 de octubre de 2014; día en que entró en vigor la nueva Ley de Pemex, con la excepción de ciertas disposiciones. Como una Empresa Productiva del Estado, Pemex sigue siendo propiedad del gobierno mexicano y tiene como objeto generar valor económico y aumentar los ingresos de la nación mexicana, sujeto a los principios de equidad, así como de responsabilidad social y ambiental.

Transporte

Antes de la reforma energética, Pemex tenía exclusividad en ciertas actividades como el procesamiento, almacenamiento, transporte, distribución y comercialización de productos derivados del petróleo. La reforma energética permite la participación del sector privado en la construcción y operación de las instalaciones de almacenamiento y transporte de productos petroleros.

El desarrollo de las actividades de transporte (*midstream*) y distribución (*downstream*) de gas natural, NGL, etano y otros derivados del petróleo, están sujetos a las disposiciones de la Ley de Hidrocarburos, la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, la Ley de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos, el Reglamento de la Ley de Hidrocarburos, el Reglamento relativo a las Actividades a que se refiere el Título Tercero de la Ley de Hidrocarburos y a las regulaciones ambientales y de seguridad aplicables. Las Disposiciones Administrativas de Carácter General emitidas por las autoridades energéticas y ambientales, las Normas Oficiales Mexicanas y los términos y condiciones establecidos en los permisos relacionados también regulan nuestras actividades. Véase la sección “FACTORES DE RIESGO - Riesgos relacionados con nuestro negocio e industria - Nuestras operaciones están sujetas a una extensa y cambiante regulación en los países en los que operamos” de este reporte anual.

La construcción y operación de las instalaciones de almacenamiento de gas natural, NGL, etano y productos petrolíferos, tuberías y sistemas de distribución, requieren permisos y autorizaciones gubernamentales de las autoridades federales, locales y municipales, como la CRE, la COFECE, la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (“SEMARNAT”), la Agencia de Seguridad, Energía y Ambiente (“ASEA”) y la SENER, derechos de paso de bienes raíces y otras autorizaciones relacionadas. Los permisos emitidos por la CRE también imponen una serie de obligaciones reglamentarias y términos y condiciones específicos comúnmente denominados “términos y condiciones generales”.

Regulaciones del mercado

En el pasado, el Gobierno mexicano ha impuesto controles de precios en las ventas de gas natural, NGL, gasolina, diésel, aceite para uso doméstico, y otros productos. De acuerdo con la Ley de Ingresos de la Federación para el Ejercicio Fiscal de 2017, durante el 2017, el Gobierno mexicano eliminó gradualmente los controles de precios en la gasolina y el diésel como parte de la liberalización de los precios de los combustibles en México. Hasta la fecha, los precios de venta de la gasolina y el diésel se han liberalizado completamente y están determinados por el mercado.

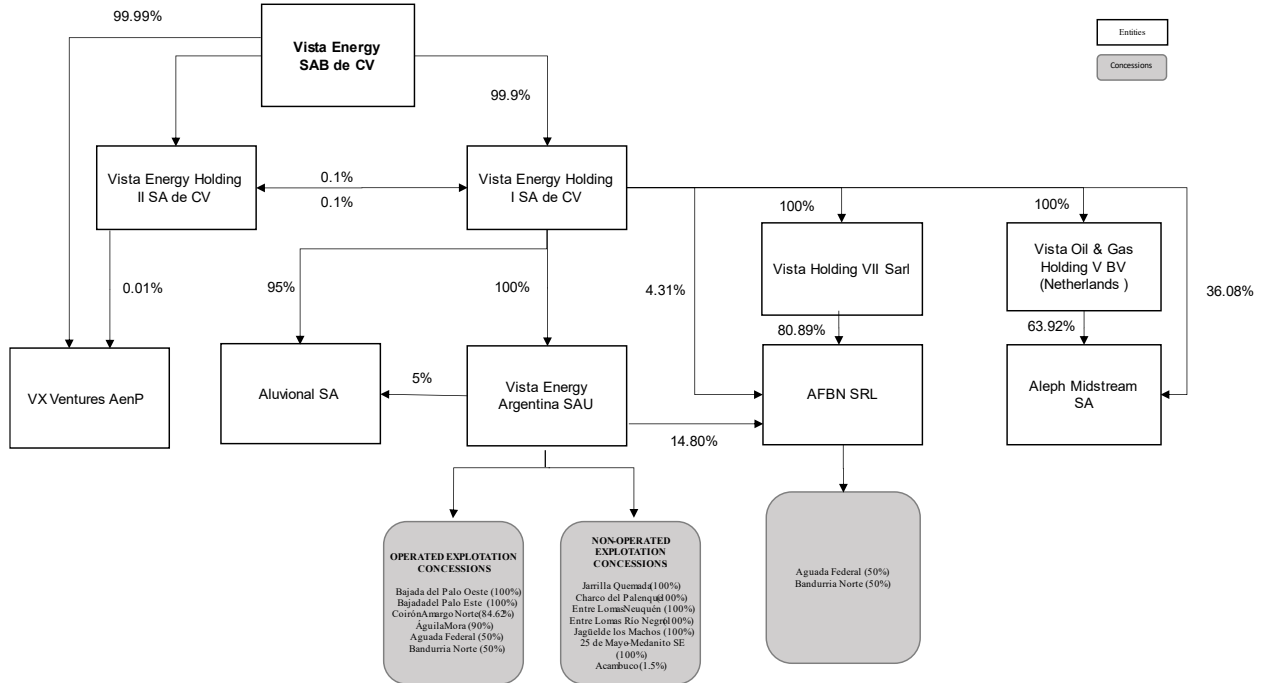
Sin embargo, el 11 de junio de 2021, el SAT publicó en el Diario Oficial de la Federación la Séptima Resolución de Modificaciones a las Reglas Generales de Comercio Exterior para 2020. En particular, la modificación a la Regla 2.4.1. ha generado incertidumbre entre los inversionistas del sector. La modificación implica que sólo las empresas productivas del Estado (Pemex o CFE) y sus subsidiarias podrán obtener (i) la autorización para importar o exportar hidrocarburos, combustibles, petroquímicos y otros productos desde un lugar distinto al autorizado o, (ii) la ampliación de dicha autorización. En consecuencia, los inversionistas privados sólo podrán importar y exportar dichos productos a través de las aduanas, secciones aduaneras, aeropuertos internacionales, pasos fronterizos autorizados, puertos, terminales ferroviarias que cuenten con servicios aduaneros y los demás lugares previstos en el artículo 9 del Reglamento de la Ley Aduanera; mientras que las empresas estatales no estarán sujetas a dichas restricciones. Esta modificación, entre otras cosas, puede (i) restringir significativamente las opciones del sector privado para exportar e importar petroquímicos e hidrocarburos a y desde México; y (ii) poner en riesgo la continuidad y ejecución de planes de negocio y proyectos de inversión en el desarrollo de nuevas cadenas de suministro e infraestructura en el sector energético.

Ley Federal de Responsabilidad Ambiental

La Ley Federal de Responsabilidad Ambiental promulgada el 7 de julio de 2013, regula la responsabilidad ambiental que deriva de los daños al medio ambiente, incluyendo la reparación y remediación. En el caso de una acción o inacción intencional e ilegal, la parte responsable será multada por hasta aproximadamente \$48 millones de Pesos mexicanos a partir de 2017. Este régimen de responsabilidad es independiente de los regímenes de responsabilidad administrativa, civil o penal, aplicables de acuerdo con la conducta realizada.

La responsabilidad ambiental puede atribuirse a una entidad por la conducta llevada a cabo, ya sea por sus representantes, gerentes, directores, empleados o funcionarios que están directamente involucrados en las operaciones. El plazo de prescripción para reclamar la responsabilidad ambiental es de 12 años a partir de la fecha del daño ambiental. Las leyes permiten que las partes interesadas resuelvan las controversias por medio de mecanismos alternativos de resolución de controversias, siempre que el interés público o los derechos de terceros no se vean afectados.

Estructura organizacional



Propiedad, planta y equipo.

Contamos con activos de los que somos propietarios y activos arrendados, pero ninguno de estos tipos de tenencia tiene un carácter significativo para nosotros. La mayoría de nuestras propiedades, que consisten en reservas de petróleo y gas, pozos de petróleo y gas y edificios de oficinas, están ubicados en Argentina. En cada uno de los países en los que operamos, el estado es el propietario exclusivo de todos los recursos de hidrocarburos ubicados en el país y cuenta con plenas facultades para establecer los derechos, cánones o regalías pagaderos por los inversionistas privados a cambio de derechos de exploración o producción de cualesquiera reservas de hidrocarburos. En Argentina, estos derechos son otorgados por Argentina a través de concesiones de explotación. En México, la nación lleva a cabo la exploración y extracción de hidrocarburos mediante el otorgamiento de asignaciones a entidades productivas del estado, o mediante la celebración de contratos de exploración y extracción con entidades productivas del estado o particulares, en este último caso ya sea por sí mismos o como miembros de un consorcio. Las asignaciones y los contratos de exploración y extracción se rigen por distintos marcos jurídicos. Las asignaciones únicamente pueden hacerse en favor de empresas productivas del estado (siendo Pemex la única de ellas) y son otorgadas directamente por el Ejecutivo Federal. En contraste, los contratos de exploración y extracción se otorgan a través de licitaciones públicas celebradas por la CNH.

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

cuestiones medioambientales pueden influir en la utilización de los bienes de equipo por parte de la Sociedad.

Comentarios del personal sin resolver.

No aplica

Perspectivas y análisis operativo y financiero

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

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

Fuente de ingresos

Vista se dedica principalmente a la exploración y producción de petróleo y gas. Nuestras operaciones de petróleo y gas generan ingresos principalmente a través de la venta de petróleo crudo, gas natural y NGL. Durante el año terminado el 31 de diciembre de 2022, las ventas de petróleo representaron el 93% de nuestro total de ingresos, en tanto que las ventas de gas natural representaron el 6% y las ventas de NGL el 1%. Durante el año terminado el 31 de diciembre de 2021, las ventas de petróleo representaron el 91% de nuestro total de ingresos, en tanto que las ventas de gas natural representaron el 8% y las ventas de NGL el 1%. Durante el año terminado el 31 de diciembre de 2020, las ventas de petróleo representaron el 86% de nuestro total de ingresos, en tanto que las ventas de gas natural representaron el 12% y las ventas de NGL el 2%. Durante los periodos de 2020, 2021 y 2022, la mayoría de nuestros ingresos se generaban en Argentina.

Nuestros volúmenes de ventas tienen un impacto directo en nuestros resultados de operación. A medida que la presión del yacimiento disminuye, la producción de un determinado pozo o formación disminuye. El crecimiento de nuestra producción y reservas futuras dependerá del desarrollo de nuestra área en acres y de los gastos de capital correspondientes, que determinarán nuestra capacidad de añadir reservas probadas en exceso de nuestra producción. Por consiguiente, planeamos mantener nuestro enfoque en la adición de reservas mediante la perforación adicional de nuestra área en acres, en particular nuestro área de *shale* y la prueba de zonas de pago apiladas adicionales y la reducción del espaciamiento de los pozos. Nuestra capacidad para añadir reservas a través de adquisiciones depende de muchos factores, incluyendo las condiciones prevalecientes en el mercado y nuestra capacidad para reunir capital, obtener aprobaciones regulatorias, adquirir equipos de perforación y personal e identificar y consumir con éxito las adquisiciones.

Nuestro negocio es inherentemente volátil debido a la influencia de factores externos, tales como la demanda interna, los precios de mercado, la disponibilidad de recursos financieros para nuestro plan de negocios y sus correspondientes costos y regulaciones gubernamentales. En consecuencia, nuestra condición financiera pasada, los resultados de operación y las tendencias indicadas por dichos resultados y condición financiera pueden no ser indicativos de las condiciones financieras actuales o futuras, los resultados de operación o las tendencias.

Vendemos nuestro petróleo y gas a muchos compradores solventes. Dado que nuestra producción se vende en el mercado de materias primas en el que tenemos acceso a varios clientes o mercados, no creemos que la pérdida de ningún cliente tenga un efecto adverso importante en nuestro negocio.

Resultados de producción y otros datos de la operación

La siguiente tabla contiene información no auditada resumida acerca de los volúmenes de producción históricos y otros datos de operación y financieros relevantes de los activos que tenemos en Argentina y México. Para el año concluido el 31 de diciembre de 2022, los volúmenes de producción históricos y demás datos de operación relevantes incluidos a continuación fueron calculados considerando el porcentaje de las participaciones respectivas, incluyendo la participación del 100% en las concesiones de 25 de Mayo-Medanito, Jagüel de los Machos, Entre Lomas, Agua Amarga, Aguada Federal, Bandurria Norte, Bajada del Palo Oeste, Bajada del Palo Este y CS-01, 84.62% en Coirón Amargo Norte, del 1.5% en Acambuco, y 90% en Águila Mora. Las regalías no están excluidas de nuestros volúmenes de producción, dado que prácticamente toda nuestra producción se encuentra actualmente en Argentina y, de acuerdo con las leyes argentinas, las regalías constituyen un impuesto a la sobre producción pagadero en efectivo (y no otorgan a las regiones un interés directo en dicha producción para que puedan extraer o vender de forma independiente). Contabilizamos las regalías como costo de ventas.

	Año terminado el 31 de diciembre de 2022	Año terminado el 31 de diciembre de 2021	Año terminado el 31 de diciembre de 2020
Volúmenes de Producción Brutos⁽¹⁾:			
Petróleo (MMbbl)	14.6	11.1	6.7
Gas (Bn cf)	16.5	16.4	15.8
Líquidos del Gas Natural (MMboe)	0.2	0.2	0.2
Total (Mmboe)	17.7	14.2	9.7
Producción promedio neta (boe/d)	48,560	38,845	26,594
Precio promedio de venta efectivo⁽²⁾ :			
Petróleo (US\$/bbl)	72.3	54.9	37.2
Gas (US\$/Mmbtu)	4.0	3.2	2.0
Líquidos del Gas Natural (US\$/tn)	377	312	205
Precio promedio de venta efectivo (US\$/boe)	63.7	46.0	28.1
Costo unitario promedio (US\$/boe)⁽³⁾:			
Gastos operativos	7.5	7.6	9.0
Regalías	8.2	6.1	4.0
Depreciación, deterioro y amortización	13.3	13.5	15.2
Otra información (en miles de US\$):			

Gastos operativos	133,385	107,123	88,018
Regalías	144,837	86,241	38.908
Depreciación, agotamiento y amortización	234,862	191,313	147,674

⁽¹⁾ Medido con base en nuestra participación en el negocio. No hubo producción debida a otros durante los periodos aplicables. La producción de petróleo se compone de la producción de petróleo crudo, condensado y gasolina natural. La producción de gas natural excluye el consumo de gas natural. La producción de líquidos del gas natural (NGL) comprende la producción de propano y butano (LPG) y excluye la gasolina natural.

⁽²⁾ Calculamos los costos unitarios promedio por boe dividiendo los gastos de operación, regalías o depreciación, agotamiento y amortización para el periodo correspondiente, por la producción promedio diaria multiplicada por los días de cada periodo (366 para 2020, 365 días de 2021 y 365 para 2022).

⁽³⁾ Medido con base en nuestra participación. Las regalías se aplican a la producción total de las concesiones, y se calculan aplicando la tasa de regalías aplicable a la producción, después de descontar ciertos gastos para que el valor del metro cúbico de petróleo crudo, gas natural y gas licuado a un precio de boca de pozo.

La siguiente tabla destaca ciertos datos operativos hasta el final del cuarto trimestre de 2022:

	2022			
	Periodo de tres meses terminado el 31 de diciembre	Periodo de tres meses terminado el 30 de septiembre	Periodo de tres meses terminado el 30 de junio	Periodo de tres meses terminado el 31 de marzo
Precio promedio del petróleo Brent (US\$/bbl) ⁽¹⁾	88.6	97.7	112.0	97.9
Precio promedio del petróleo crudo de Medanito (US\$/bbl) ⁽²⁾	68.3	69.8	68.9	61.4
Precio promedio del gas natural (US\$/MMBtu) ⁽⁴⁾	2.77	3.55	3.32	2.65
Volúmenes de producción netos:				
Petróleo (MMbbl)	4.2	3.9	3.4	3.2
Gas Natural (Bncf)	4.40	4.29	3.83	3.95
NGL (Mmboe)	0.04	0.04	0.04	0.04
Total (Mmboe)	5.0	4.7	4.1	4.0
Precio de venta realizado promedio:				
Petróleo (US\$/bbl)	68.9	76.6	78.4	64.1
Gas Natural(US\$/MMBtu)	4.5	4.4	3.9	3.0
NGL (US\$/bbl)	354	380	414	367
Lifting cost (US\$/boe)	7.2	7.5	7.8	7.8
Número de pozos convencionales perforados.....	-	2	-	-
Número de pozos no convencionales perforados	8	9	5	7
Ingresos por contratos con clientes	308,105	333,573	294,293	207,920

(1) Fuente: Bloomberg.

(2) Petróleo liviano de la Cuenca Neuquina. Fuente: Secretaría de Gobierno de Energía de Argentina.

(3) Fuente: Secretaría de Gobierno de Energía de Argentina.

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

Factores que afectan nuestros resultados de operación

Nuestras operaciones se ven afectadas por diversos factores, incluyendo:

- (i) el volumen de petróleo crudo, gas natural y líquidos del gas natural que producimos y vendemos;
- (ii) los efectos del brote de COVID-19 y las medidas adoptadas, como resultado de la pandemia, por parte de los países en los cuales operamos;
- (iii) la regulación de los precios-, especialmente por lo que respecta al gas;
- (iv) la gestión de las exportaciones por parte de los Gobiernos de Argentina y México, así como las necesidades de abastecimiento a nivel nacional;
- (v) los precios nacionales e internacionales del petróleo crudo y los productos de petróleo;
- (vi) el descuento de los precios de nuestra producción de petróleo para igualarlos a los precios de mercado;
- (vii) nuestros gastos de capital y la disponibilidad de financiamiento;
- (viii) los aumentos de los costos;
- (ix) la demanda de hidrocarburos en el mercado;
- (x) los riesgos operativos, las huelgas y otros tipos de manifestaciones públicas;
- (xi) los impuestos, incluyendo los impuestos a la exportación;
- (xii) regulaciones sobre los movimientos del capital;
- (xiii) los tipos de cambio;
- (xiv) las tasas de interés; y
- (xv) cambios en la demanda de productos de hidrocarburos y servicios relacionados como consecuencia de la pandemia de COVID-19

Nuestro negocio es inherentemente volátil debido a la influencia de factores externos tales como la demanda interna, los precios de mercado, la disponibilidad de recursos financieros para nuestro plan de negocios y sus correspondientes costos, y la regulación y políticas gubernamentales. En consecuencia, es posible que nuestra situación financiera y resultados de operación en periodos previos, así como las tendencias a las que apuntan dicha situación y resultados, no sean indicativos de nuestra situación financiera, resultados de operación y tendencias actuales o futuras.

Descubrimiento y explotación de reservas

Nuestros resultados de operación dependen en gran medida de nuestro nivel de éxito en las campañas de exploración y la evaluación de pozos; en la implementación de proyectos de recuperación secundaria y terciaria en nuestros bloques convencionales; y en la delineación adicional de las formaciones y la reducción de la distancia entre los pozos en Vaca Muerta. Aunque contamos con reportes geológicos sobre ciertas Reservas Probadadas, contingentes y potenciales en nuestros bloques, no hay garantía de que seguiremos teniendo éxito en la exploración, evaluación, desarrollo y comercialización de petróleo y gas. El cálculo de nuestras estimaciones geológicas y petrofísicas es complejo e impreciso, lo que significa que es posible que nuestras futuras exploraciones no resulten en descubrimientos adicionales; y aun cuando tengamos éxito en hacer descubrimientos, no hay certeza de que la producción será viable desde el punto de vista comercial.

El fondeo de nuestros gastos de capital depende en parte de que los precios del petróleo se mantengan en niveles cercanos o superiores a nuestras estimaciones, así como de otros factores que nos

permitan generar flujos de caja. Los precios bajos pueden afectar nuestros ingresos, lo que a su vez puede afectar nuestra capacidad para incurrir en deuda y mantener las razones de apalancamiento estipuladas en nuestros contratos de financiamiento, así como los flujos de caja generados por nuestras operaciones. Nuestras operaciones, la confianza de los inversionistas y el precio de nuestras acciones podrían verse afectados en forma adversa si no lográsemos generar flujos de caja suficientes para fondear nuestros futuros gastos de operación y gastos de capital.

Si los precios realizados promedio del petróleo superan las expectativas, tendremos la capacidad de asignar capital adicional a nuevos proyectos internos y a posibles oportunidades de adquisición, así como de acelerar el ritmo de nuestras operaciones actuales, lo que en todo conduciría a un posible incremento de nuestra producción de petróleo y gas y de nuestros flujos de caja.

Nuestros resultados de operación se verían afectados en forma adversa en el supuesto de que nuestras reservas de petróleo y gas natural y los retornos de nuestros gastos de capital no alcancen los niveles esperados. Además, al analizar tanto nuevas inversiones en nuevos bloques como posibles adquisiciones, nos enfocamos en diversos factores. En consecuencia, no hay certeza de que nos concentraremos en el desarrollo de nuestros activos actuales o realizaremos adquisiciones para incrementar nuestra producción y reservas actuales. Nuestras actividades, resultados de operación y situación financiera podrían verse afectadas en forma adversa si no desplegamos los gastos de capital necesarios para incrementar las reservas de nuestros bloques o incrementar nuestras reservas a través de oportunidades de adquisición rentables.

Disponibilidad de infraestructura y confiabilidad de la misma

Nuestro negocio depende de la disponibilidad de instalaciones de operación y transporte en las áreas en las que operamos, así como de su confiabilidad. Los precios, aunados a la disponibilidad de equipo e infraestructura y a su consiguiente mantenimiento, afectan nuestra capacidad para apegarnos a nuestro plan de inversión para operar nuestro negocio y, en consecuencia, nuestros resultados de operación y situación financiera. Véanse las secciones “*INFORMACIÓN DE LA COMPAÑÍA – Transporte y tratamiento*” y “*INFORMACIÓN DE LA COMPAÑÍA – Propiedad, planta y equipo*” de este reporte anual.

Obligaciones contractuales

Para proteger nuestros derechos de explotación en nuestras concesiones, debemos alcanzar ciertas metas en materia de perforación y producción —incluyendo compromisos de inversión— dentro de determinados plazos previstos en los contratos correspondientes. Los costos de operación y mantenimiento pueden aumentar en forma significativa debido a la existencia de condiciones de mercado adversas a nivel local o internacional, incluyendo recesiones, volatilidad de los tipos de cambio o altos costos de financiamiento, lo cual podría impedir que cumplamos con nuestros compromisos bajo dichos contratos en términos comercialmente razonables o del todo, lo que podría obligarnos a renunciar a nuestros derechos en dichas áreas. Si no logramos obtener la renovación de estas concesiones y mantener nuestras operaciones en estos bloques, u obtener nuevas concesiones, nuestra capacidad para hacer crecer nuestro negocio podría verse afectada en forma significativa. Las medidas de salud y seguridad introducidas por los gobiernos de Argentina y México, en conjunto con los lineamientos y procedimientos de emergencia de nuestra Compañía, han tenido, y probablemente seguirán teniendo, un impacto en nuestras operaciones de perforación, terminación y operaciones generales.

Las economías argentina y mexicana

Nuestros principales activos y la mayoría de nuestras operaciones se ubican en Argentina y, en menor medida, México. Por consiguiente, nuestra situación financiera y resultados de operación dependen

en cierta medida de la situación macroeconómica y política que impere de tiempo en tiempo en Argentina y, en menor medida, México.

El desempeño general de la economía argentina afecta la demanda de energéticos, en tanto que la inflación, las fluctuaciones en los tipos de cambio y la inestabilidad social afectan nuestros costos y márgenes. La inflación afecta nuestras operaciones al incrementar nuestros costos de operación en Pesos Argentinos.

La siguiente tabla muestra los principales indicadores económicos en Argentina durante los periodos indicados:

	Año terminado el 31 de diciembre de:					
	2022	2021	2020	2019	2018	2017
PIB real (% de cambio) ⁽³⁾	5.2 ⁽¹⁾	10.4 ⁽¹⁾	(9.9) ⁽²⁾	(2.0) ⁽²⁾	2.6 ⁽²⁾	(2.1)
PIB nominal (en millones de AR\$) ⁽³⁾	82,650,240 ⁽¹⁾	46,282,066 ⁽¹⁾	27,481,440 ⁽²⁾	21,802,256 ⁽²⁾	14,744,811	10,660,228
Índice de Precios al Consumidor variaciones (en %) (IPC) ⁽⁴⁾	94.8	50.9	36.1	53.8	47.6	24.8
Tipo de cambio nominal (en AR\$/US\$ al cierre del periodo)	177.1	102.8	84.1	59.9	37.8	18.8

(1) Información preliminar.

(2) Información provisional.

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

Para mayor información acerca de estas condiciones macroeconómicas y políticas, véase la sección “FACTORES DE RIESGO – Riesgos relacionados con las economías y entornos regulatorios argentinos y mexicanos”.

Tipos de cambio

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

	Promedio⁽¹⁾	Cierre del ejercicio
Año terminado el 31 de diciembre de 2017.....	16.6	18.8
Año terminado el 31 de diciembre de 2018.....	28.1	37.8
Año terminado el 31 de diciembre de 2019.....	49.5	59.9
Año terminado el 31 de diciembre de 2020.....	70.6	84.1
Año terminado el 31 de diciembre de 2021.....	95.2	102.8
Año de terminado el 31 de diciembre de 2022	130.6	177.1
Mes terminado el 31 de septiembre de 2022	143.6	147.3
Mes terminado el 31 de octubre de 2022	152.6	156.9
Mes terminado el 30 de noviembre de 2022	162.1	167.2
Mes terminado el 31 de diciembre de 2022	172.9	177.1
Mes terminado el 31 de enero de 2023	182.2	186.8
Mes terminado el 28 de febrero de 2023	191.9	197.2
Mes terminado el 31 de marzo de 2023	201.3	209.0

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

Fuente: Datos de acuerdo con el tipo de cambio establecido en la Comunicación "A" 3,500 emitida por el BCRA.

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

	Promedio⁽¹⁾	Cierre del ejercicio
Año terminado el 31 de diciembre de 2017.....	18.9	19.7
Año terminado el 31 de diciembre de 2018.....	19.2	19.7
Año terminado el 31 de diciembre de 2019.....	19.3	18.9
Año terminado el 31 de diciembre de 2020.....	21.5	19.9
Año terminado el 31 de diciembre de 2021.....	20.3	20.6
Año de terminado el 31 de diciembre de 2022	20.1	19.4
Mes terminado el 31 de septiembre de 2022	20.1	20.3
Mes terminado el 31 de octubre de 2022	20.0	19.8
Mes terminado el 30 de noviembre de 2022	19.5	19.3
Mes terminado el 31 de diciembre de 2022	19.6	19.4
Mes terminado el 31 de enero de 2023	19.0	18.8
Mes terminado el 28 de febrero de 2023	18.6	18.4
Mes terminado el 31 de marzo de 2023	18.4	18.1

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

Fuentes: Banco de México

La mayoría de nuestras ventas están denominadas directamente en Dólares o indizadas al Dólar. El cobro de una porción significativa de nuestros ingresos —que se deriva principalmente de las ventas de gas natural y petróleo crudo— se obtiene en Pesos Argentinos indizados al Dólar. Dichas ventas se facturan en Dólares utilizando el tipo de cambio del Peso Argentino frente al Dólar que se encuentra vigente en la fecha de emisión de la factura, que es pagadera en un plazo de entre 30 y 65 días. Sin embargo, nuestras facturas están sujetas a ajuste según el tipo de cambio del Peso Argentino frente al Dólar que se encuentre vigente en la fecha de pago. Cualquier aumento significativo en el valor del Peso Argentino debido a un desliz en el tipo de cambio de dicha moneda frente al Dólar podría dar lugar a una disminución en nuestros volúmenes de ventas como resultado del aumento del precio real del gas y petróleo crudo en Pesos Argentinos que pagan nuestros clientes. Estamos expuestos al riesgo de que una depreciación del Peso Argentino dé como resultado que nuestros compradores de gas y petróleo crudo no puedan cubrir las cantidades que nos adeudan.

Controles de cambio de Argentina

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

El valor del peso en comparación con otras divisas depende, entre otros factores, del nivel de reservas internacionales del BCRA, que 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 Argentino, que a su vez tuvo un impacto directo en nuestra posición financiera y económica.

Acontecimientos relacionados con las políticas y la regulación en Argentina y México

Las industrias argentina y mexicana del petróleo y gas natural han sido objeto de importantes reformas en los últimos cinco años y no hay garantía de que las futuras reformas o la reversión de las reformas previas no tendrán un impacto adverso en nuestros ingresos y resultados de operación. Nuestro negocio depende en gran medida de la situación regulatoria imperante en los países en los que operamos; y nuestros resultados de operación podrían verse afectados en forma adversa por los cambios en la regulación en dichos países. Además, la carga que representa la regulación de la industria del petróleo y gas incrementa el costo de los negocios en dicha industria y, por ende, afecta la rentabilidad.

Para mayor información sobre los acontecimientos relacionados con las políticas y la regulación de la industria del petróleo y gas en Argentina, véase la sección “*PANORAMA DE LA INDUSTRIA Y REGULATORIO – Marco Regulatorio de Petróleo y Gas en Argentina*”. Para mayor información sobre los acontecimientos relacionados con las políticas y la regulación de la industria del petróleo y gas en México, véase la sección “*PANORAMA DE LA INDUSTRIA Y REGULATORIO – Marco Regulatorio de Petróleo y Gas en México*”.

Estacionalidad

Aunque históricamente hemos observado cierta estacionalidad en los precios que recibimos a cambio de nuestra producción, la estacionalidad no juega un papel importante en nuestra capacidad para realizar nuestras operaciones —incluyendo nuestras actividades de perforación y la conclusión de nuestros proyectos— conforme a lo previsto en nuestros presupuestos. Por ejemplo, el comportamiento estacional de la demanda durante el invierno y el otoño afecta a los precios que recibimos por nuestra producción. Sin embargo, dicha estacionalidad no ha tenido un impacto significativo.

Títulos Opcionales

De conformidad con las NIIF, los contratos que contemplan la emisión de un número variable de acciones comunes, tales como nuestros Títulos Opcionales, deben clasificarse como pasivos financieros y medirse a su valor razonable, reconociendo los cambios en dicho valor en el estado de resultados y el estado de otros resultados integrales. El día 2 de marzo de 2023, Vista concluyó el proceso con la CNBV de actualización del registro de títulos opcionales de Vista en el RNV. Estos títulos opcionales han sido reportados como pasivos y su valor razonable está sujeto a ajuste en cada periodo contable. La determinación del valor de mercado razonable está sujeta tanto a supuestos y estimaciones como a cambios en tales asunciones y estimaciones que podrían afectar el impacto de la valuación de los títulos opcionales, lo que a su vez tendría un efecto en nuestro estado de resultados y otros resultados integrales consolidados. El día 15 de marzo de 2023, Vista ejerció, sin pago de efectivo, todos los títulos opcionales en circulación, lo que dio lugar a la terminación anticipada de todos los títulos opcionales en circulación. Los tenedores de los títulos opcionales recibieron una acción de la serie A por cada 31 títulos opcionales de los que eran titular. Los tenedores sólo recibieron acciones serie A enteras (no fracciones). Además, los tenedores de títulos opcionales recibieron un pago en pesos por las fracciones que poseían. A la fecha del presente reporte anual, no hay títulos opcionales en circulación.

Impuestos sobre la renta diferidos

De conformidad con la NIIF, la diferencia entre el valor en libros de las propiedades, planta y equipo (expresado en nuestra moneda funcional, que es el Dólar) y el valor dichas propiedades, planta y equipo para efectos fiscales (que está expresado en Pesos Argentinos o Pesos mexicanos, según el caso, y que de conformidad con la legislación fiscal aplicable no puede revaluarse como resultado de fluctuaciones cambiarias) constituye una diferencia temporal que debe tomarse en consideración al calcular los impuestos sobre la renta diferidos. Para mayor información al respecto, véase la nota 2.4.14 y 3.2.3 a nuestros Estados Financieros Auditados. Además de propiedades, planta y equipo, reconocemos activos por impuestos diferidos con motivo de la diferencia temporal entre el valor contable y el valor fiscal de la provisión por taponamiento de pozos aplicables a nuestras propiedades petróleo y gas.

El 29 de diciembre de 2017 el Gobierno argentino promulgó la Ley 27.430, que introdujo varios cambios en el régimen fiscal de Argentina. La tasa del impuesto a las ganancias disminuirá gradualmente del 35% al 30% durante el periodo comprendido del 1 de enero de 2018 al 31 de diciembre de 2019; y disminuirá al 25% a partir del 1 de enero de 2020 (una retención adicional del impuesto sobre la renta sobre los dividendos reales o previstos para las personas residentes en Argentina o a accionistas residentes en el extranjero también se promulgó a un 7% y 13% respectivamente, de manera que se complete una carga impositiva total del 35%). El 23 de diciembre de 2019, la Ley de Solidaridad fue publicada en la Gaceta Oficial, disponiendo -entre muchos otros aspectos fiscales federales, incluyendo la creación del "Impuesto PAIS" - la suspensión de la aplicación del 25% de la tasa del impuesto de sociedades durante un período fiscal. De acuerdo con otras aclaraciones hechas extraoficialmente por las autoridades fiscales argentinas, la tasa del 25% del impuesto de sociedades (junto con la El 13% de retención de impuestos sobre la renta sobre los dividendos reales o previstos) sería aplicable a partir de periodos fiscales iniciados después del 1 de enero de 2021. A través de la Ley No. 27,630, se modifica nuevamente el impuesto a las ganancias aplicable a las sociedades argentinas, estableciendo un sistema de impuestos progresivos con una tasa del 25% al 35% en función de la renta neta imponible acumulada y una retención del 7% aplicable a toda distribución de dividendos o utilidades que realicen dichas entidades a personas físicas residentes en Argentina y a beneficiarios del exterior, independientemente del período fiscal en que se pongan a disposición de los accionistas. Estas modificaciones son aplicables a los periodos fiscales que se inician a partir del 1 de enero de 2021. A pesar de estos cambios, aún hay muchas transacciones y cálculos en los que los impuestos que tendremos que pagar en última instancia aún son inciertos. Reconocemos pasivos

por posibles reclamaciones fiscales con base en estimaciones acerca de la posibilidad de que tengamos que pagar impuestos adicionales en el futuro. Para mayor información al respecto, véase la nota 31.1 a nuestros Estados Financieros Auditados.

Depreciación, agotamiento y amortización

Las NIIF exigen que hagamos estimaciones y supuestos que afectan el importe reportado por concepto de diversas partidas relacionadas con nuestras propiedades de petróleo y gas, incluyendo activos, pasivos, ingresos y gastos. Los resultados reales podrían diferir de los estimados. Las tasas de depreciación, agotamiento y amortización pueden fluctuar como resultado de los costos de desarrollo, las adquisiciones, los deterioros y los cambios en las Reservas Probadas o las Reservas Probadas No Desarrolladas. Para mayor información al respecto, véase la nota 2.4.2.1 a nuestros Estados Financieros Auditados.

Condiciones del mercado del petróleo y gas

La industria del petróleo y el gas es cíclica y los precios de las materias primas son muy volátiles. En marzo de 2020, la Organización de Países Exportadores de Petróleo ("OPEP") y algunos productores no pertenecientes a la OPEP (denominados OPEP+) se reunieron en Viena (Austria) para debatir la posibilidad de prorrogar o aumentar los recortes de producción de petróleo, a la vista de la disminución de la demanda debida al COVID-19. No se alcanzó ningún consenso entre los 24 países participantes, lo que supuso la eliminación de las cuotas y los objetivos de reducción a partir del 1 de abril de 2020. Tras los acontecimientos, Arabia Saudí, el mayor exportador de petróleo del mundo, a través de su empresa estatal Saudi Aramco, decidió bajar el OSP (Official Selling Price) de su crudo ligero árabe en unos 8 dólares por barril, la mayor disminución mensual en 20 años. Al mismo tiempo, anunció sus planes de aumentar la producción hasta al menos 10 millones de barriles diarios a partir de abril. El 8 de marzo de 2020, el crudo Brent cayó US\$10.9 /bbl (o un 24,1%) hasta los US\$34,4 /bbl, en la peor caída en un solo día desde 1991. Del 16 de marzo al 2 de abril de 2020, el precio del Brent estuvo por debajo de los 30 dólares/bbl, con un precio mínimo de 22.72 dólares/bbl el 30 de marzo de 2020. Aunque, la OPEP y la OPEP+ acordaron un recorte de 9,7 MMBbl/d el 9 de abril de 2020, impulsando el Brent por encima de la marca de US\$30/bbl, el Brent cayó por debajo de US\$20/bbl el 21 de abril de 2020, como resultado de la caída de la demanda de crudo generada por la pandemia de COVID-19. Durante el segundo semestre de 2020, el Brent cotizó a un precio medio de US\$44.3/bbl, lo que supuso un precio medio durante 2020 de US\$43.2/bbl.

Durante 2021, la recuperación económica mundial impulsó la demanda de crudo. La demanda de petróleo aumentó a 99.4 MMBbl/d en 2022 de 97.1 en 2021, lo que supone un incremento anual del 2%. Además, los países agrupados bajo la OPEP acordaron cuotas de producción para deshacer la reducción anteriormente mencionada de 9.7 MMBbl/d. El precio promedio del petróleo Brent en 2021 fue de US\$71.0/bbl. Esta tendencia continuó en 2022, y los precios globales del petróleo volvieron a los niveles previos a la pandemia a principios de 2022. Durante el primer trimestre de 2022, los precios del Brent aumentaron impulsados por el conflicto actual entre Rusia y Ucrania, el cual provocó sanciones de algunos países (incluyendo Estados Unidos y países de la Unión Europea) para Rusia, lo que generó preocupaciones sobre el suministro mundial de energía, ya que Rusia era el tercer mayor productor de petróleo y el mayor exportador. Esto condujo a un pico en los precios del Brent de US\$128.0/bbl el 8 de marzo 2022. El 31 de marzo de 2022, el gobierno de los Estados Unidos de América anunció la liberación de un MMBbl/d durante los siguientes seis meses de su Reserva Estratégica de Petróleo, dando como resultado una disminución en los precios del Brent. Los precios generales del petróleo Brent pasaron de US\$77.8/bbl el 31 de diciembre de 2021 a US\$85.9/bbl el 31 de diciembre de 2022 con una media de US\$99.0\$/bbl para el año 2022, lo que supone un aumento del 39% año tras año.

En el primer trimestre de 2023, los precios del Brent retrocedieron impulsados por las preocupaciones sobre el crecimiento económico global y su impacto en la demanda de petróleo. Los precios se suavizaron aún más como resultado de la crisis financiera que impactó a Silicon Valley Bank, Credit Suisse, y a Signature Bank, entre otras instituciones. El precio promedio del petróleo Brent en el primer trimestre de 2023 fue de US\$79.2/bbl.

Es probable que los precios de los insumos sigan fluctuando a causa de los niveles de oferta y demanda a nivel global, los inventarios disponibles, las condiciones ambientales y factores geopolíticos y de otro tipo. Además, la industria del petróleo y gas está sujeta a muchas tendencias operativas, algunas de las cuales afectan a las Cuencas en las que operamos. Las empresas de petróleo y gas están haciendo un creciente uso de nuevas técnicas para reducir los costos de perforación e incrementar la eficiencia de sus operaciones.

Los resultados y flujos de caja generados por nuestras actividades de operación son susceptibles a riesgos relacionados con la volatilidad de los precios internacionales del petróleo. En el pasado, los precios del petróleo en Argentina se han ubicado por debajo de los imperantes en el mercado internacional debido a factores relacionados con las políticas regulatorias, económicas y gubernamentales. Más aun, con el objeto de garantizar el abasto interno e incrementar el ingreso público, en el pasado el Gobierno argentino ha impuesto tarifas de exportación elevadas y otras restricciones a las exportaciones que han impedido que las empresas se vean beneficiadas por los importantes aumentos en los precios internacionales del petróleo. Las exportaciones de petróleo siguen estando sujetas a autorización por parte del SdE, el cual exige que los productores acrediten que se ha satisfecho la demanda local o que realizaron una oferta de venta de petróleo al comprador local pero su oferta fue rechazada. No podemos predecir qué medidas se implementarán o mantendrán por el gobierno argentino, en su caso, ni cuándo ocurrirá ello, ni qué efectos tendrán tales medidas, especialmente en los precios del petróleo en Argentina.

El precio del gas natural en Argentina se ha visto limitado por una serie de medidas gubernamentales diseñadas para garantizar el abasto interno a precios accesibles. En consecuencia, los productores de gas tienen la opción de vender a los distribuidores el gas necesario para satisfacer los requerimientos del mercado interno regulado, a los precios establecidos por las autoridades competentes. De lo contrario, los productores de gas únicamente pueden vender su producción excedente de gas en el mercado desregulado, ya sea en Argentina o, potencialmente y sujeto al cumplimiento de ciertos requisitos, a través de exportaciones. Históricamente, los precios del gas en el mercado regulado se han ubicado muy por debajo de los precios vigentes en el mercado desregulado y en los mercados regionales.

La siguiente tabla muestra las tendencias de los precios promedio del petróleo crudo y el gas natural en Dólares durante los periodos indicados:

	2022				2021	2020	2019	2018	2017	2016
	T4	T3	T2	T1						
Precio promedio del petróleo Brent (US\$/bb)(¹)	88.6	97.7	112.0	97.9	71.0	43.2	43.2	71.69	54.74	45.13
Precio promedio de petróleo crudo tipo 25 de Mayo - Medanita (US\$/ bbl)(²)	68.3	69.8	68.9	61.4	53.1	40.64	54.0	64.98	56.52	63.40
Precio promedio del gas natural (por MMBtu)(³)	2.77	3.55	3.32	2.65	2.89	2.29	3.35	4.42	3.76	3.21

(¹) Fuente: Bloomberg.

(²) Petróleo liviano de la Cuenca Neuquina. Fuente: Secretaría de Gobierno de Energía de Argentina. La información para el periodo de tres meses finalizado el 31 de diciembre de 2018 corresponde al mes de octubre de 2018 (última información disponible a la fecha del presente reporte anual).

(³) Fuente: Secretaría de Gobierno de Energía de Argentina.

Una caída sostenida en los precios del petróleo, el gas natural y los NGL podría provocar una disminución no sólo en nuestros ingresos sino también en la cantidad de petróleo, gas natural y NGL que podemos producir rentablemente y, por tanto, podría mermar nuestra cantidad de reservas de petróleo, gas natural y NGL.

Pandemia de COVID-19

Desde diciembre de 2019, una nueva cepa de coronavirus (2019-nCov, denominada COVID-19) se ha extendido por todo el mundo. El 11 de marzo de 2020, el COVID-19 fue categorizado como pandemia por la Organización Mundial de la Salud. La pandemia de COVID-19 ha provocado numerosas muertes y la imposición de medidas gubernamentales locales, municipales y nacionales de "refugio en el lugar" y otras medidas de cuarentena, cierre de fronteras y otras restricciones de viaje, causando una interrupción comercial sin precedentes en varias jurisdicciones, incluyendo México y Argentina. Para mitigar el impacto de la pandemia de COVID-19, los gobiernos argentino y mexicano, han implementado a lo largo del tiempo diferentes medidas que implican restricciones sociales obligatorias a la movilidad y cierres de negocios no esenciales. Algunas de las consecuencias generadas por estas medidas fueron (i) un impacto material adverso en los mercados financieros, (ii) una reducción en la demanda de productos de hidrocarburos y, por lo tanto, en nuestros ingresos, (iii) una caída significativa en el precio internacional del petróleo y el aumento de la volatilidad de los precios y (iv) la profundización de la recesión económica de Argentina.

Durante 2020, nuestras operaciones en Argentina y México tuvieron un impacto significativo por COVID-19, dada la importante contracción en la demanda de petróleo crudo y gas natural y la disminución en los precios. Esto tuvo un impacto significativo en nuestra producción total de hidrocarburos y operación financiera. El 20 de marzo de 2020 decidimos detener nuestra actividad de perforación y terminación en nuestro proyecto en Vaca Muerta en Bajada del Palo Oeste. Para garantizar la continuidad de nuestras operaciones, hemos puesto en marcha un Plan de Continuidad de Negocio (BCP) basado en el mantenimiento de turnos mínimos de personal que operan como células totalmente independientes. Nuestra estrategia de células reunió a personas en pequeños equipos que trabajan sobre el terreno con una interacción mínima o nula con otras células. Coordinamos semanalmente simulacros de emergencia para preparar a los empleados y contratistas a gestionar mejor los síntomas compatibles con COVID-19. Se realizaron controles de entrada, pruebas de temperatura y encuestas médicas a los empleados y contratistas de terceros antes de que lleguen a su turno para descartar cualquier caso de síntomas compatibles con el COVID-19. Durante el tercer trimestre de 2020, adoptamos un nuevo protocolo para

reiniciar las operaciones de perforación, terminación y extracción dada la disminución de las medidas de restricción en Argentina y México y la recuperación de la demanda y precios de hidrocarburos.

Durante 2021, la demanda y el precio del petróleo crudo y de los subproductos del petróleo crudo superaron los niveles anteriores al COVID-19 y la mayoría de las economías, incluidas las de Argentina y México, experimentaron un crecimiento del PIB a medida que las restricciones a la movilidad y al cierre se suavizaron sustancialmente hacia el final del año (principalmente debido a la cobertura de vacunación). Tras reanudar la actividad de perforación y terminación en el tercer trimestre de 2020, abrimos 20 nuevos pozos en Bajada del Palo Oeste en 2021. Esto impulsó nuestra producción total a 38.8 Mboe/d en 2021, un aumento del 46% en comparación con 2020. Además, debido a la recuperación de los precios del petróleo y el gas, nuestra ganancia neta del año fue de US\$50.7 millones, en comparación con la pérdida neta de US\$102.7 millones en 2020, y nuestro EBITDA ajustado fue de US\$380.1 millones, un aumento del 298% en comparación con 2020.

Durante 2021 adaptamos el BCP, ya que los avances en la vacunación dieron cobertura a nuestro personal y a la población en general en Argentina y México. Volvimos temporalmente a las células aisladas para las operaciones de campo esenciales durante los picos de las variantes de Covid-19 y realizamos pruebas de antígeno frecuentes para la detección rápida de casos positivos. Desde abril de 2021 implementamos un esquema de trabajo híbrido para el personal de oficina, con dos células separadas en cada lugar, para limitar la asistencia a la oficina al 50% de la capacidad total en nuestras instalaciones. Este protocolo nos permitió volver a conectar a los equipos en reuniones en vivo, al tiempo que se minimizaban los riesgos en la oficina. El esquema híbrido se cambió temporalmente al 100% de la oficina en casa, ya que las tasas de contagio aumentaron durante la propagación de la variante Ómicron. Nuestro BCP fue desactivado a finales de 2021.

Durante 2022, la demanda y el precio del crudo y sus derivados siguieron aumentando. Por ejemplo, en 2022, 28 nuevos pozos en Vaca Muerta, lo que elevó nuestra producción total a 48.6 Mboe/d en 2022, un aumento del 25% respecto de 2021. Además, debido al aumento de la producción y a la recuperación de los precios del petróleo y el gas, nuestra ganancia neta del año fue de US\$269.5 millones, en comparación con US\$50.7 millones en 2021 y nuestro EBITDA ajustado fue de US\$764.5 millones, un aumento del 101% en comparación con 2021.

Resultados de Operación

Los siguientes comentarios se refieren a cierta información financiera y operativa por los años indicados. Los inversionistas deben leer estas explicaciones en conjunto con nuestros Estados Financieros Auditados y las notas que los acompañan. Utilizamos estas mediciones para tomar decisiones acerca del uso de nuestros recursos y para evaluar nuestro desempeño financiero.

Año terminado el 31 de Diciembre de 2022 comparado con el año terminado el 31 de diciembre de 2021

	Año finalizado el 31 de diciembre de 2022		Año finalizado el 31 de diciembre de 2021	
	(en miles de Dólares, salvo por datos por acción)	(%de ingresos)	(en miles de Dólares, salvo por datos por acción)	(%de ingresos)
Ingreso por ventas a clientes	1,143,820	100%	652,187	100 %
Costo de ventas:	(513,584)	(45)%	(385,582)	(59)%
Utilidad bruta	630,236	55%	266,605	41 %

Gastos de ventas	(59,904)	(5)%	(42,748)	(7)%
Gastos generales y de administración	(63,826)	(6)%	(45,858)	(7)%
Gastos de exploración	(736)	(0)%	(561)	(0)%
Otros ingresos operativos	26,698	2%	23,285	4 %
Otros gastos operativos	(3,321)	(0)%	(4,214)	(1)%
Reversión (Deterioro) de activos de larga duración	0		14,044	2 %
Utilidad de operación	529,147	46%	210,533	32 %
Ingresos por intereses	809	0%	65	0 %
Gastos por intereses	(28,886)	(3)%	(50,660)	(8)%
Otros ingresos (gastos) financieros	(67,556)	(6)%	(7,194)	(1)%
Ingresos (gastos) financieros netos	(95,633)	(8)%	(57,789)	(9)%
Utilidad antes de impuestos	433,514	38%	152,764	23 %
(Gasto) Impuesto sobre la renta corriente	(92,089)	(8)%	(62,419)	(10)%
(Gasto) Impuesto sobre la renta diferido	(71,890)	(6)%	(39,695)	(6)%
(Gasto) de impuesto sobre la renta	(163,979)	(14)%	(102,114)	(16)%
Utilidad neta del año	269,535	24%	50,650	8%
Otros resultados integrales				
- (Pérdida) Ganancia por remediación actuarial relacionada con beneficios de empleados	(4,181)	(0)%	(4,513)	(1)%
- Beneficio (Gasto) de impuesto sobre la renta diferido	1,463	0%	2,048	0 %
Otros resultados integrales que no podrán ser reclasificados a resultados en años posteriores, netos de impuestos	(2,718)	(0)%	(2,465)	(0)%
Total utilidad integral del año	266,817	23%	48,185	7 %
Ganancia por acción				
Acción básica - (en dólares por acción)	3.068	N/A	0.574	N/A
Acción diluida - (en dólares por acción)	2.755	N/A	0.543	N/A

Ingresos por contratos con clientes

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

Tipo de productos	Año finalizado el 31 de diciembre de 2022	Año finalizado el 31 de diciembre de 2021
Ingresos por ventas de petróleo crudo	1,067,997	593,060
Ingresos por ventas de gas natural	70,237	54,301
Ingresos por ventas de GLP	5,586	4,826

Ingresos por contratos con clientes

1,143,820

652,187

Los ingresos totales por contratos con clientes aumentaron a US\$1,143.8 millones durante el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2022, frente a los US\$652.2 millones del ejercicio cerrado el 31 de diciembre de 2021. Dicho aumento fue originado principalmente por un aumento en los precios y aumento en la producción.

Los ingresos de petróleo crudo aumentaron a US\$1,068.0 millones durante el año terminado el 31 de diciembre de 2022 en comparación con US\$593.1 millones durante el año terminado el 31 de diciembre de 2021 lo que representó el 93% y 91% de nuestros ingresos totales por contratos con clientes, respectivamente. Este aumento fue principalmente debido a un aumento del precio promedio del crudo del 37% y un aumento en la producción de 25% anual.

El volumen total de petróleo crudo vendido aumentó a 14,764 Mbbl durante el año terminado el 31 de diciembre de 2022, comparado con 10,777 Mbbl durante el año terminado el 31 de diciembre de 2021, como resultado de un año en el que conectamos 28 pozos *shale*, incrementando el número total de pozos *shale* en producción a 68 al final de año.

Los precios promedio de venta de petróleo crudo aumentaron a US\$72.3/bbl durante el año finalizado el 31 de diciembre de 2022, en comparación con los US\$54.9 /bbl durante el año finalizado el 31 de diciembre de, un aumento que fue impulsado principalmente por un precio más alto del Brent, que incrementó un 39% durante 2022 en comparación con 2021.

En 2022, se vendieron 6,567 Mbbl de petróleo crudo, es decir, el 44% de los volúmenes totales de petróleo crudo, a los mercados de exportación por un ingreso total de US\$559.6 millones. En 2021, se vendieron a los mercados de exportación 3,054 Mbbl de petróleo crudo, es decir, el 28% del volumen total de petróleo crudo, con unos ingresos totales de US\$182.2 millones.

Los ingresos de gas natural aumentaron a US\$70.2 millones durante el año terminado el 31 de diciembre de 2022 en comparación con US\$54.3 millones durante el año terminado el 31 de diciembre de 2022, lo que representó el 6% y 8% de nuestros ingresos totales provenientes de contratos con clientes, respectivamente. Este aumento fue impulsado principalmente por un incremento en los precios del gas natural, el cual incrementó 25% durante 2022 comparado con 2021.

El volumen total de gas natural vendido aumentó de 3,012 Mboe durante el año terminado el 31 de diciembre de 2022 en comparación con 2.911 Mboe durante el año terminado el 31 de diciembre de 2021. Este aumento fue principalmente debido a una mayor producción de gas convencional.

Los precios promedios de venta de gas natural fueron de US\$4.0 /MMBtu durante el año finalizado el 31 de diciembre de 2022, un aumento del 25% en comparación con US\$3.2 /MMBtu durante el año finalizado el 31 de diciembre de 2021. Dicho aumento fue impulsado principalmente por ventas a los clientes industriales por US\$3.7/MMBtu y exportaciones a Chile por US\$8.0/MMBtu.

Los ingresos de NGL aumentaron a US\$5.6 millones durante el año terminado el 31 de diciembre de 2022 en comparación con US\$4.8 millones durante el año terminado el 31 de diciembre de 2021, lo que representó aproximadamente el 1% de nuestros ingresos totales por contratos con clientes.

Durante el año terminado el 31 de diciembre de 2022, el 99% de nuestros ingresos fueron generados por nuestras propiedades de petróleo y gas en Argentina, al igual que en 2021.

Costo de Ventas

	Por el año terminado el 31 de diciembre de 2022	Por el año terminado el 31 de diciembre de 2021
	(en miles de dólares US\$)	
Costos de operación.....	(133,385)	(107,123)
Fluctuación del inventario de crudo.....	(500)	(905)
Depreciación, agotamiento y amortización.....	(234,862)	(191,313)
Regalías	(144,837)	(86,241)
Total de Costo de Ventas.....	(513,584)	(385,582)

El costo de ventas aumentó a US\$513.6 millones durante el año terminado el 31 de diciembre de 2022 en comparación con US\$385.6 millones durante el año terminado el 31 de diciembre de 2021. El costo total de las ventas incluyó gastos de explotación, las fluctuaciones del inventario de crudo, la depreciación, el agotamiento y la amortización y los cánones. Este aumento se debió principalmente a el incremento en la producción total.

Los gastos de operación aumentaron a US\$133.4 millones durante el año terminado el 31 de diciembre de 2022 en comparación con US\$107.1 durante el año terminado el 31 de diciembre de 2021, lo que representó el 26% y 28% de nuestro costo total de ventas, respectivamente. Este aumento fue impulsado principalmente por un incremento del 25% en la producción total anual.

Los gastos de explotación por barril producido disminuyeron a US\$7.5/boe durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022, frente a US\$7.6/boe durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021. Esta disminución se debió principalmente al hecho de que la producción incremental en Vaca Muerta tiene un costo marginal más bajo, y por tanto diluye la base de costos de la empresa.

La fluctuación de las existencias de crudo disminuyó a US\$0.5 millones durante el año terminado el 31 de diciembre de 2022, en comparación con US\$0.9 millones durante el año terminado el 31 de diciembre de 2021. Esto se debió principalmente a la disminución de las existencias de crudo al final del periodo debido a los mayores volúmenes de venta durante el periodo.

La depreciación, el agotamiento y la amortización aumentaron a US\$234.9 millones durante el año terminado el 31 de diciembre de 2022 en comparación con US\$191.3 durante el año terminado el 31 de diciembre de 2021, lo que representó el 46% y el 50% de nuestro costo total de ventas, respectivamente. Este aumento fue impulsado principalmente por aumentos en los gastos de capital y en la producción total de 2022 comparada con 2021.

Las regalías aumentaron a US\$144.8 millones durante el año terminado el 31 de diciembre de 2022 en comparación con US\$86.2 millones durante el año terminado el 31 de diciembre de 2021, lo que representó el 28 y 22% de nuestro costo total de ventas, respectivamente. Este aumento se debió principalmente por los incrementos en la producción total y precio de petróleo y gas natural.

Utilidad bruta

La utilidad bruta aumentó a US\$630.2 millones durante el año terminado el 31 de diciembre de 2022 en comparación con US\$ 266.6, lo que representó el 55% y 41% de nuestro total de ingresos por ventas a clientes, respectivamente.

Gastos de venta

Los gastos de venta aumentaron a US\$59.9 durante el año terminado el 31 de diciembre de 2022 en comparación con US\$42.7 millones durante el año terminado el 31 de diciembre de 2021, lo que representó el 5% y 7% de nuestro total de ingresos por ventas a clientes, respectivamente. Este aumento fue impulsado principalmente por un aumento del 47% en transporte, 19% en impuestos, tasas y contribuciones, 58% en el impuesto sobre las transacciones de cuentas bancarias, en todos los casos durante 2022 en comparación con 2021.

Gastos Generales y Administrativos

Los gastos generales y administrativos aumentaron a US\$63.8 millones durante el año terminado el 31 de diciembre de 2022 en comparación con US\$45.9 millones durante el año terminado el 31 de diciembre de 2021, lo que representó el 6% y 7% de nuestro costo total de ventas, respectivamente. Este aumento fue impulsado principalmente por un aumento en los salarios e impuestos sobre la nómina del 34%, pagos basados en acciones del 56% y tarifas y compensación por servicios del 33%, en todos los casos, durante el 2022 en comparación con 2021.

Gastos de Exploración

Los gastos de exploración aumentaron a US\$0.7 millones durante el año terminado el 31 de diciembre de 2022, en comparación con US\$0.5 millones durante el año terminado el 31 de diciembre de 2021, como resultado de estudios de geología y geofísica.

Otros ingresos operativos

Otros ingresos operativos aumentaron a US\$26.7 millones durante el año terminado el 31 de diciembre de 2022 en comparación con US\$23.3 millones durante el año terminado el 31 de diciembre de 2021. Este aumento fue impulsado principalmente por un incremento del 101% en la ganancia por el acuerdo de *farmout* con Trafigura y un incremento del 100% en otros servicios, en ambos casos durante 2022 comparado contra 2021. Estos ingresos se compensaron parcialmente por la ausencia de ganancias por enajenación de activos en 2022, frente a los US\$9.9 de 2021.

Otros gastos operativos

Otros gastos operativos disminuyeron a US\$3.3 millones durante el año terminado el 31 de diciembre de 2022 en comparación con US\$4.2 durante el año terminado el 31 de diciembre de 2021. Esta disminución fue impulsada por una reducción del 77% en los costos de reorganización y una reducción del 42% de la reserva para contingencias, ambas en 2022 en comparación con 2021. Esto se vio parcialmente compensado por un aumento del 107% en la reserva para medidas medioambientales en 2022 en comparación con 2021.

Utilidad de Operación

La utilidad operativa aumentó a US\$529.1 millones durante el año terminado el 31 de diciembre de 2022 en comparación con US\$210.6 millones durante el año terminado el 31 de diciembre de 2021. lo que representó el 46% y 32% de nuestro costo total de ventas, respectivamente.

Ingresos por intereses

Los ingresos por intereses aumentaron a US\$0.8 millones durante el año terminado el 31 de diciembre de 2022 en comparación con US\$0.1 millones durante el año terminado el 31 de diciembre de 2021.

Gastos por intereses

Al 31 de diciembre de 2022, los gastos por intereses disminuyeron a US\$28.9 millones en comparación con US\$50.7 millones durante el año terminado el 31 de diciembre de 2021. Esta disminución fue impulsada principalmente por una reducción en la deuda y nuevas emisiones a una tasa de interés más reducida.

Otros Resultados Financieros

Otros resultados financieros totalizaron una pérdida de US\$67.6 millones por el año terminado el 31 de diciembre de 2022, en comparación con una pérdida de US\$7.2 millones por el año terminado el 31 de diciembre de 2021. Este cambio fue por un incremento de 1,291% en el valor razonable de títulos opcionales y por un aumento del 176% de las revalorizaciones de los préstamos originados por los pasivos financieros incurridos en Argentina ajustados por las UVA.

Ganancia antes del Impuesto sobre la Renta

La ganancia antes de impuestos sobre la renta fue de US\$433.5 millones durante el año terminado el 31 de diciembre de 2022, en comparación con una ganancia de US\$152.8 millones durante el año terminado el 31 de diciembre de 2021.

Gasto por impuesto sobre la renta

Nuestra pérdida por impuestos sobre la renta fue de US\$164.0 millones durante el año terminado el 31 de diciembre de 2022, en comparación con un gasto de US\$102.1 millones durante el año terminado el 31 de diciembre de 2021. Este cambio fue impulsado principalmente por un efecto neto de (i) un incremento en los gastos de impuesto sobre la renta corriente de US\$62.4 millones a US\$92.1 millones durante el año terminado el 31 de diciembre de 2021. Dicho aumento fue impulsado principalmente por los mayores ingresos antes de impuestos de Vista Argentina, nuestra principal subsidiaria y (ii) un incremento en nuestro gasto de impuesto sobre la renta diferido durante 2022 de US\$71.9 millones frente a US\$39.7 millones en 2021 impulsada principalmente por el ajuste por inflación de los impuestos diferidos de nuestra principal subsidiaria Vista Argentina.

Ganancia neta del año

La ganancia neta fue de US\$269.5 millones durante el año terminado el 31 de diciembre de 2022 en comparación con US\$50.7 millones durante el año terminado el 31 de diciembre de 2021.

Año terminado el 31 de Diciembre de 2021 comparado con el año terminado el 31 de diciembre de 2020

	Por el año finalizado el 31 de diciembre de 2021		Por el año finalizado el 31 de diciembre de 2020	
	(en miles de Dólares, salvo por datos por acción)	(%de ingresos)	(en miles de Dólares, salvo por datos por acción)	(%de ingresos)
Ingreso por ventas a clientes	652,187	100 %	273,938	100%
Costo de ventas:	(385,582)	(59)%	(271,505)	(99%)
Utilidad bruta	266,605	41 %	2,433	1%
Gastos de ventas	(42,748)	(7)%	(24,023)	(9%)

Gastos generales y de administración	(45,858)	(7)%	(33,918)	(12%)
Gastos de exploración	(561)	(0)%	(646)	(0%)
Otros ingresos operativos	23,285	4 %	5,573	2%
Otros gastos operativos	(4,214)	(1)%	(4,989)	(2%)
Deterioro de activos de larga duración	14,044	2 %	(14,438)	(5%)
Utilidad (pérdida) de operación	210,553	32 %	(70,008)	(26%)
Ingresos por intereses	65	0 %	822	0%
Gastos por intereses	(50,660)	(8)%	(47,923)	(17%)
Otros resultados financieros	(7,194)	(1)%	4,247	2%
Resultados financieros netos	(57,789)	(9)%	(42,854)	(16%)
Utilidad (pérdida) antes de impuestos	152,764	23 %	(112,862)	(41%)
(Gasto) Impuesto sobre la renta corriente	(62,419)	(10)%	(184)	(0%)
(Gasto) / Beneficio Impuesto sobre la renta diferido	(39,695)	(6)%	10,297	4%
(Gasto) / Beneficio de impuesto sobre la renta	(102,114)	(16)%	10,113	4%
Utilidad (pérdida) neta del año	50,650	8%	(102,749)	(38%)
Otros resultados integrales				
<i>Otros ingresos integrales que no serán reclasificados a ganancias o pérdidas en los periodos posteriores</i>				
- Correcciones de valor beneficios /(pérdidas) relacionados a planes de prestaciones definidas	(4,513)	(1)%	460	0%
- Impuesto sobre la renta diferido (gasto) / beneficio	2,048	0 %	(114)	(0%)
Otros resultados integrales que no podrán ser reclasificados a resultados en años posteriores, netos de impuestos	(2,465)	(0)%	346	0%
Utilidad (pérdida) integral del año	48,185	7 %	(102,403)	(37%)
Ganancia (pérdida) por acción atribuible a los accionistas de la Compañía				
Acción básica (en dólares por acción)	0.574	N/A	(1.175)	N/A
Acción diluida (en dólares por acción)	0.543	N/A	(1.175)	N/A

Ingresos por contratos con clientes

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

Tipo de productos	Año finalizado el 31 de diciembre de 2021	Año finalizado el 31 de diciembre de 2020
Ingresos por petróleo crudo	593,060	236,596

Ingresos por gas natural	54,301	33,575
Ingresos por GLP	4,826	3,767
Ingresos por contratos con clientes	652,187	273,938

Los ingresos totales por contratos con clientes aumentaron a US\$652.2 millones durante el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2021, frente a los US\$273.9 dólares del ejercicio cerrado el 31 de diciembre de 2020. Dicho aumento fue originado principalmente por un aumento en los precios y aumento en la producción.

Los ingresos de petróleo crudo aumentaron a US\$593.1 durante el año terminado el 31 de diciembre de 2021 en comparación con US\$236.6 durante el año terminado el 31 de diciembre de 2020 lo que representó el 91% y 86% de nuestros ingresos totales por contratos con clientes, respectivamente. Este aumento fue principalmente debido a un aumento del precio promedio del crudo del 48% y un aumento en la producción de 46% anual.

El volumen total de petróleo crudo vendido aumentó a 10,777 Mbbbl durante el año terminado el 31 de diciembre de 2021, comparado con 6,367 Mbbbl durante el año terminado el 31 de diciembre de 2020, como resultado de un año en el que conectamos 20 pozos *shale*, incrementando el número total de pozos *shale* en producción a 40 al final de año.

Los precios promedio de venta de petróleo crudo aumentaron a US\$54.9/bbl durante el año finalizado el 31 de diciembre de 2021, en comparación con los US\$37.2 /bbl durante el año finalizado el 31 de diciembre de 2020, un aumento que fue impulsado principalmente por un precio más alto del Brent, que incrementó un 64% durante 2021 en comparación con 2020.

En 2021, se vendieron 3.054 Mbbbl de petróleo crudo, es decir, el 28% de los volúmenes totales de petróleo crudo, a los mercados de exportación por un ingreso total de US\$182.2 millones. En 2020, se vendieron a los mercados de exportación 2.791 Mbbbl de petróleo crudo, es decir, el 44% del volumen total de petróleo crudo, con unos ingresos totales de US\$94,9 millones.

Los ingresos de gas natural aumentaron a US\$54.3 millones durante el año terminado el 31 de diciembre de 2021 en comparación con US\$33.6 millones durante el año terminado el 31 de diciembre de 2020, lo que representó el 8% y 12% de nuestros ingresos totales provenientes de contratos con clientes, respectivamente. Este aumento fue impulsado principalmente por un incremento en los precios del gas natural, el cual incrementó 56% durante 2021 comparado con 2020.

El volumen total de gas natural vendido aumentó de 2.911 Mboe durante el año terminado el 31 de diciembre de 2021 en comparación con 2.735 Mboe durante el año terminado el 31 de diciembre de 2020. Este aumento fue principalmente debido a una mayor producción de gas convencional.

Los precios promedios de venta de gas natural aumentaron a US\$3.2/MMBtu durante el año finalizado el 31 de diciembre de 2021, un aumento del 58% en comparación con US\$2.0/MMBtu durante el año finalizado el 31 de diciembre de 2020. Dicho aumento fue impulsado principalmente por un mayor precio a los clientes industriales y el precio de invierno del Plan Gas de US\$4.1/MMBtu.

Los ingresos de NGL aumentaron a US\$4.8 millones durante el año terminado el 31 de diciembre de 2021 en comparación con US\$3.8 millones durante el año terminado el 31 de diciembre de 2020, lo que representó aproximadamente el 1% de nuestros ingresos totales por contratos con clientes.

Durante el año terminado el 31 de diciembre de 2021, el 99% de nuestros ingresos fueron generados por nuestras propiedades de petróleo y gas en Argentina, al igual que en 2020.

Costo de Ventas

	Por el año terminado el 31 de diciembre de 2021	Por el año terminado el 31 de diciembre de 2020
	(en miles de dólares US\$)	
Costos de operación.....	(107,123)	(88,018)
Fluctuación del inventario de crudo.....	(905)	3,095
Depreciación, agotamiento y amortización.....	(191,313)	(147,674)
Regalías	(86,241)	(38,908)
Total de Costo de Ventas.....	(385,582)	(271,505)

El costo de ventas aumentó a US\$385.6 millones durante el año terminado el 31 de diciembre de 2021 en comparación con US\$271,5 millones durante el año terminado el 31 de diciembre de 2020. El costo total de las ventas incluyó las fluctuaciones del inventario de crudo, los gastos de explotación, la depreciación, el agotamiento y la amortización y los cánones. Este aumento se debió principalmente a el incremento en la producción total.

Los gastos de operación aumentaron a US\$107.1 millones durante el año terminado el 31 de diciembre de 2021 en comparación con US\$88.0 durante el año terminado el 31 de diciembre de 2020, lo que representó el 28% y 32% de nuestro costo total de ventas, respectivamente. Este aumento fue impulsado principalmente por un incremento del 46% en la producción total anual.

Los gastos de explotación por barril producido disminuyeron a US\$7.6/boe durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021, frente a US\$9.0/boe durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020. Esta disminución se debió principalmente al hecho de que la producción incremental en Bajada del Palo Oeste tiene un costo marginal más bajo, y por tanto diluye la base de costos de la empresa.

La depreciación, el agotamiento y la amortización aumentaron a US\$191.3 millones durante el año terminado el 31 de diciembre de 2021 en comparación con US\$147.7 durante el año terminado el 31 de diciembre de 2020, lo que representó el 50% y el 54% de nuestro costo total de ventas, respectivamente. Este aumento fue impulsado principalmente por aumentos en los gastos de capital y en la producción total de 2021 comparada con 2020.

Las regalías aumentaron a US\$86.2 millones durante el año terminado el 31 de diciembre de 2021 en comparación con US\$38.9 millones durante el año terminado el 31 de diciembre de 2020, lo que representó el 22% y 14% de nuestro costo total de ventas, respectivamente. Este aumento se debió principalmente por los incrementos en la producción total y precio de petróleo y gas natural.

La fluctuación de las existencias de crudo pasó de ser un ingreso a un gasto de US\$0.9 millones durante el año terminado el 31 de diciembre de 2021, en comparación con un ingreso de US\$3.1 millones durante el año terminado el 31 de diciembre de 2020. Esto se debió principalmente a la disminución de las existencias de crudo al final del periodo debido a los mayores volúmenes de venta durante el periodo.

Utilidad bruta

La utilidad bruta aumentó a US\$266.6 millones durante el año terminado el 31 de diciembre de 2021 en comparación con US\$ 2.4 millones durante el año terminado el 31 de diciembre de 2020, lo que representó el 41% y 1% de nuestro total de ingresos por ventas a clientes, respectivamente.

Gastos de venta

Los gastos de venta aumentaron a US\$42.7 durante el año terminado el 31 de diciembre de 2021 en comparación con US\$24.0 millones durante el año terminado el 31 de diciembre de 2020, lo que representó el 7% y 9% de nuestro total de ingresos por ventas a clientes, respectivamente. Este aumento fue impulsado principalmente por un aumento del 131% en los impuestos, tasas y contribuciones, 100% en el impuesto sobre las transacciones bancarias y 88% en transporte. Dichas variaciones fueron parcialmente compensadas por una disminución del 39% en los honorarios y compensaciones por servicios, en todos los casos durante 2021 en comparación con 2020.

Gastos Generales y Administrativos

Los gastos generales y administrativos aumentaron a US\$45.9 millones durante el año terminado el 31 de diciembre de 2021 en comparación con US\$33.9 millones durante el año terminado el 31 de diciembre de 2020, lo que representó el 7% y 12% de nuestro costo total de ventas, respectivamente. Este aumento fue impulsado principalmente por un aumento en los salarios y cargas sociales del 59%, los beneficios de los empleados del 65% y promoción institucional del 84%, en todos los casos, durante el 2021 en comparación con 2020.

Gastos de Exploración

Los gastos de exploración disminuyeron a US\$0.5 millones durante el año terminado el 31 de diciembre de 2021, en comparación con US\$0.6 millones durante el año terminado el 31 de diciembre de 2020, como resultado de una pérdida en los niveles de actividad.

Otros ingresos operativos

Otros ingresos operativos aumentaron a US\$23.3 millones durante el año terminado el 31 de diciembre de 2021 en comparación con US\$5.6 millones durante el año terminado el 31 de diciembre de 2020. Este aumento fue impulsado principalmente debido a la ganancia por la enajenación de activos mediante la transferencia de nuestra participación en el área de CASO por US\$9.8 millones, así como a la ganancia por el acuerdo de *farmout* con Trafigura por US\$9.0 millones.

Otros gastos operativos

Otros gastos operativos disminuyeron a US\$4.2 millones durante el año terminado el 31 de diciembre de 2021 en comparación con US\$5.0 durante el año terminado el 31 de diciembre de 2020. Esta disminución fue impulsada por una reducción en los costos de reorganización relacionados con los cambios en la estructura del grupo.

Utilidad de Operación

La utilidad operativa aumentó a US\$210.6 millones durante el año terminado el 31 de diciembre de 2021 en comparación con la pérdida de US\$70.0 millones durante el año terminado el 31 de diciembre de 2020. lo que representó el 32% y (26)% de nuestro costo total de ventas, respectivamente.

Ingresos por intereses

Los ingresos por intereses disminuyeron a US\$0.1 millones durante el año terminado el 31 de diciembre de 2021 en comparación con US\$0.8 millones durante el año terminado el 31 de diciembre de 2020. Esta disminución fue impulsada principalmente por una reducción de la inversión reconocida al costo amortizado.

Gastos por intereses

Los gastos por intereses aumentaron a US\$50.7 millones durante el año terminado el 31 de diciembre de 2021 en comparación con US\$47.9 durante el año terminado el 31 de diciembre de 2020. Este aumento fue impulsado principalmente por una mayor deuda bruta promedio durante 2021 en comparación con 2020.

Otros Resultados Financieros

Otros resultados financieros totalizaron una pérdida de US\$7.2 millones durante el año terminado el 31 de diciembre de 2021, en comparación con una ganancia de US\$4.2 millones durante el año terminado el 31 de diciembre de 2020. Este cambio fue por un gasto debido a cambios en el valor razonable de títulos opcionales en 2021 impulsado principalmente por un aumento en 2021, el aumento de las revalorizaciones de los préstamos originados por los pasivos financieros incurridos en Argentina ajustados por las UVA. Sin embargo, estos efectos fueron parcialmente compensado por un incremento en los ingresos derivados de fluctuaciones en el tipo de cambio durante 2021 en comparación con 2020.

Pérdida antes del Impuesto sobre la Renta

La ganancia antes de impuestos sobre la renta fue de US\$152.8 millones durante el año terminado el 31 de diciembre de 2021, en comparación con una pérdida de US\$112.9 millones durante el año terminado el 31 de diciembre de 2020.

Beneficio (gasto) por impuesto sobre la renta

Nuestra pérdida por impuestos sobre la renta fue de US\$102.1 millones durante el año terminado el 31 de diciembre de 2021, en comparación con un gasto de US\$10.1 millones durante el año terminado el 31 de diciembre de 2020. Este cambio fue impulsado principalmente por (i) un incremento en los gastos de impuesto sobre la renta corriente de US\$62.4 en el 2021, en comparación con US\$0.2 millones en el 2020. Dicho aumento fue impulsado principalmente por los mayores ingresos antes de impuestos de Vista Argentina, nuestra principal subsidiaria y (ii) una pérdida en el impuesto sobre la renta diferido durante 2021 de US\$39.7 frente a una ganancia de US\$10.3 en 2020. Dicha variación fue impulsada principalmente por la aplicación de las Pérdidas Fiscales no Reconocidas ("NOL") de nuestra principal filial Vista Argentina durante 2021.

Pérdida neta del año

La ganancia neta fue de US\$50.7 millones durante el año terminado el 31 de diciembre de 2021 en comparación con la pérdida de US\$102.7 millones durante el año terminado el 31 de diciembre de 2020.

Liquidez y fuentes de capital

Nuestra situación financiera y nuestra liquidez están y seguirán estando influenciadas por diversos factores, incluyendo:

- los cambios en los precios del petróleo, el gas natural y el gas líquido y nuestra capacidad de generar flujos de efectivo de nuestras operaciones;

- nuestros requerimientos de gastos de capital; y
- el nivel de nuestra deuda pendiente y los intereses que estamos obligados a pagar por esta deuda.

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

El 15 de agosto de 2017 concluimos nuestra oferta pública inicial global por un monto de US\$650 millones mediante la colocación de 65 millones de Acciones Serie A y 65 millones de Títulos Opcionales, generando ganancias netas, después de gastos de la oferta, por US\$640 millones. Las Acciones Serie A y los Títulos Opcionales emitidos para nuestra oferta global se encuentran listados en la BMV.

A la fecha de este reporte anual, no existen títulos opcionales en circulación como consecuencia del ejercicio automático de los Títulos Opcionales sin pago de efectivo. Véase la sección “*DESCRIPCIÓN DE LAS ACCIONES SERIE A Y DE NUESTROS ESTATUTOS — Títulos opcionales*” de este reporte anual.

En forma simultánea a nuestra oferta pública inicial global, a través de una colocación privada Vista Sponsor Holdings, L.P. y el Equipo de Administración adquirieron un total de 29,680,000 Títulos Opcionales del Promotor, los cuales nos generaron recursos brutos por US\$14,840,000. Los Títulos Opcionales del Promotor eran idénticos a los Títulos Opcionales. A la fecha del presente reporte anual, no existen Títulos Opcionales del Promotor en circulación como consecuencia del ejercicio automático de los Títulos Opcionales sin pago en efectivo. Véase la sección “*DESCRIPCIÓN DE LAS ACCIONES SERIE A Y DE NUESTROS ESTATUTOS — Títulos opcionales*” de este reporte anual.

El 15 de agosto de 2017 celebramos el Contrato de Suscripción Futura de Valores en virtud del cual RVCP se obligó a comprar un total de hasta 5,000,000 de Acciones Serie A (las “Acciones de Suscripción Futura”) y hasta 5,000,000 de Títulos Opcionales (los “Títulos Opcionales de Suscripción Futura”) por un precio de compra total de US\$50 millones (o US\$10 por unidad) (el “Contrato de Suscripción Futura de Valores”). A la fecha del presente reporte anual, no existen Títulos Opcionales de Suscripción Futura en circulación como consecuencia del ejercicio automático de todos los Títulos Opcionales sin pago en efectivo.

Asimismo, el 12 de septiembre de 2018 celebramos un convenio de suscripción con Kensington, el único *limited partner* de RVCP, para la suscripción de Acciones de Suscripción Futura y Títulos Opcionales de Suscripción Futura a ser adquiridos por RVC o sus cesionarios permitidos de conformidad con el Contrato de Suscripción Futura de Valores. El 12 de febrero de 2019, completamos la venta a Kensington de las Acciones de Suscripción Futura y de los Títulos Opcionales de Suscripción Futura por un monto de US\$50,000,000, de conformidad con el Contrato de Suscripción Futura de Valores, y, adicionalmente, 500,000 Acciones Serie A por un monto de US\$5,000,000 millones, de conformidad con cierto compromiso de suscripción entre Vista y Kensington. Los Títulos Opcionales de Suscripción Futura estaban sujetos a los mismos términos que los Títulos Opcionales del Promotor. A la fecha del presente reporte anual, no existen Títulos Opcionales de Suscripción Futura en circulación como consecuencia del ejercicio automático de todos los Títulos Opcionales sin pago en efectivo. Véase “*DESCRIPCIÓN DE LAS ACCIONES SERIE A Y DE NUESTROS ESTATUTOS—Títulos opcionales*” de este reporte anual.

El 28 de julio de 2017 nuestros accionistas adoptaron por consentimiento unánime la resolución de reducir una parte de nuestro capital social. Como resultado de dicha resolución, amortizamos en efectivo y cancelamos las Acciones Serie A representativas de una porción de la cantidad que se autorizó reducir.

El 4 de abril de 2018, fecha en la que consumamos la Combinación Inicial de Negocios:

- Celebramos un contrato de crédito (el “Crédito Puente”) con Citibank, N.A., Credit Suisse AG, Sucursal Gran Caimán, y Morgan Stanley Senior Funding, Inc., por un monto principal total de US\$260.0 millones, con vencimiento el 11 de febrero de 2019 y pagos de intereses a una tasa variable de entre el 3.25% y el 5%. El Crédito Puente se liquidó anticipadamente total o aproximadamente el 19 de julio de 2018 con los recursos provenientes del Contrato de Crédito.
- Los Accionistas de aproximadamente el 31.29% de las Acciones Serie A ejercieron sus derechos de amortización, como resultado de lo cual amortizamos 20,340,685 Acciones Serie A por un monto total de US\$204.6 millones. Las Acciones Serie A restantes fueron capitalizadas a un precio de US\$442.5 millones, neto de los gastos de oferta diferidos pagados a los intermediarios colocadores que participaron en nuestra oferta pública inicial global.
- Recibimos una aportación de capital por US\$95,000,000 mediante la suscripción y pago de 9,500,000 Acciones Serie A través de una colocación privada.

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

A la fecha de este reporte anual, 3,215,454 Acciones se pusieron en circulación con motivo del ejercicio de los Warrants conforme a sus términos originales.

Creemos que, nuestro capital de trabajo es suficiente para satisfacer nuestras necesidades actuales.

Deuda

Al 31 de diciembre del 2022 teníamos una deuda financiera por un total de US\$549.3 millones.

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

El Contrato de Crédito consiste en (i) un *tranche* a cinco años que devenga intereses a tasa fija y (ii) un *tranche* que devenga intereses a tasa variable. El 19 de julio de 2018 Vista Argentina solicitó un desembolso por US\$300 millones al amparo del Contrato de Crédito. Los recursos derivados de los créditos se utilizaron para (i) liquidar íntegramente todos los préstamos bancarios, obligaciones, intereses, comisiones, costos y gastos insolutos relacionados con el contrato de crédito puente por US\$260 millones celebrado el 4 de abril de 2018 entre Vista como acreditada, Vista Argentina, Vista Holding I, APCO Argentina, APCO International y Vista Holding II como garantes, y los Acreeedores (el “Crédito Puente”); (ii) fines corporativos de carácter general; y (iii) pagar las comisiones, costos y gastos relacionados con la

transacción. Vista utilizó los recursos derivados del Crédito Puente para financiar una porción de la Combinación Inicial de Negocios.

El Contrato de Crédito es una línea de crédito sin garantía real que está sujeta al pago de amortizaciones semestrales a partir del vencimiento para el periodo de 18 meses siguiente a la fecha de desembolso. El 22 de octubre de 2018 Vista Holding II se adhirió al Contrato de Crédito como garante; y el 31 de octubre de 2018 APCO Oil & Gas S.A.U., en su carácter de Compañía Sucesora de APCO International, asumió las obligaciones de esta última bajo la Garantía. De conformidad con los términos del Contrato de Crédito, Vista puede ser requerido de tiempo en tiempo para agregar subsidiarias materiales adicionales de Vista como Garantes bajo el Contrato de Crédito. Cualquiera de estos Garantes está sujeto a las obligaciones de hacer y no hacer y otras restricciones aplicables a las partes del préstamo bajo el Contrato de Crédito. Ver “-Factores de Riesgo- Nuestras obligaciones de deuda incluyen restricciones operativas y financieras, las cuales pueden impedirnos perseguir ciertas oportunidades de negocio y tomar ciertas acciones”. A la fecha del presente reporte anual, no existe ningún incumplimiento o evento de incumplimiento pendiente bajo el Contrato de Crédito.

El 10 de junio de 2019, nosotros, Vista Argentina, Vista Holding I, APCO Argentina, APCO International y Vista Holding II celebramos un primer convenio modificatorio al Contrato de Crédito (el “Primer Modificadorio”) con los Acreedores y con Itaú Unibanco S.A., Nassau Branch, como agente administrativo. El Primer Modificadorio nos brinda a nosotros, a los demás Garantes y a Vista Argentina, entre otros, flexibilidad adicional para realizar ciertas inversiones en otros prestatarios y en terceros (sujeto a ciertos límites) y proporciona a Vista Holding I una flexibilidad adicional durante el período de dieciocho meses (que termina el 19 de enero de 2020) después de la fecha del Contrato de Crédito para asegurarse de que dividendos y distribuciones a Vista y otras personas (sujeto a ciertos límites).

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

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

El 17 de julio de 2020 nosotros, Vista Argentina, Vista Holding I y Vista Holding II celebramos un contrato de crédito sindicado regulado por la legislación argentina con Banco de Galicia y Buenos Aires S.A.U., Banco Santander Río S.A., La Sucursal de Citibank, N.A. establecida en la República Argentina y Banco Itaú Argentina S.A., como acreedores, y Banco de Galicia y Buenos Aires S.A.U, como agente administrativo (el “Crédito en Pesos”). El 20 de julio de 2020, se desembolsó el primer *tranche* por un monto de AR\$ 968,085,000. El segundo desembolso de este Contrato de Crédito en pesos se realizó el 20 de enero de 2021 por un monto de AR\$2,331,720,000. Los préstamos desembolsados en la primera fecha se

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

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

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

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

El 7 de mayo de 2021, Vista Argentina, nosotros, Vista Holding I y Vista Holding II celebramos una modificación del Contrato de Crédito Modificado y Reexpresado (la "Primera Modificación al Contrato de Crédito Modificado y Reexpresado") con los acreedores y con Itaú Unibanco S.A., Sucursal Nassau, como agente administrativo. La Primera Modificación al Contrato de Crédito Modificado y Reexpresado modifica, entre otras cosas, ciertas disposiciones para permitir una canasta de deuda adicional por US\$30 millones.

El 29 de junio de 2021, Vista Argentina, nosotros, Vista Holding I y Vista Holding II celebramos una modificación del Contrato de Crédito Modificado y Reexpresado (la "Segunda Modificación al Contrato de Crédito Modificado y Reexpresado") con los acreedores y con Itaú Unibanco S.A., Sucursal Nassau, como agente administrativo. La Segunda Modificación al Contrato de Crédito Modificado y Reexpresado modifica, entre otras cosas, ciertas disposiciones relacionadas con pagos adelantados obligatorios, inversiones permitidas y refinanciamiento de la deuda así como línea de negocio.

El 29 de junio de 2021, Vista Argentina celebró dos contratos de crédito bilaterales con Banco Santander Internacional, por un monto de US\$13,500,000 y US\$30,000,000, respectivamente, con garantía en efectivo sujeta a dos contratos de prenda celebrados (i) entre Vista Argentina y Banco Santander Internacional; (ii) entre Vista y Banco Santander Internacional. Los acuerdos prevén pagos de amortización el 16 de diciembre de 2021 y el 2 de julio de 2026.

El 28 de diciembre de 2021, Vista Argentina, nosotros, Vista Holding I y Vista Holding II celebramos una nueva modificación del Contrato de Crédito Modificado y Reexpresado (la "Tercera Modificación al Contrato de Crédito Modificado y Reexpresado") con los acreedores y con Itaú Unibanco S.A., Sucursal

Nassau, como agente administrativo. La Tercera Modificación al Contrato de Crédito Modificado y Reexpresado modifica, entre otras cosas, ciertas disposiciones en relación con la tasa de referencia y las disposiciones sobre el uso de ganancias no restringidas y refinanciamiento de duda permitido.

El 28 de diciembre de 2021, AFBN S.R.L. ("AFBN") suscribió el Contrato de Crédito Modificado y Reexpresado (modificado por la Tercera Modificación al Contrato de Crédito Modificado y Reexpresado) en calidad de Garante, de conformidad con un Contrato de Garantía entre AFBN e Itaú Unibanco S.A., Sucursal de Nassau, como agente administrativo del Contrato de Crédito Modificado y Reexpresado.

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 garantía en efectivo sujeta a dos contratos de prenda celebrados (i) entre Vista Argentina y Banco Santander Internacional; (ii) entre nosotros y Banco Santander Internacional con fecha 19 de enero de 2022. Los acuerdos prevén pagos de amortización el 20 de junio de 2022 y el 4 de enero de 2027.

El 5 de abril de 2022, Vista Argentina, nosotros, Vista Holding I y Vista Holding II celebramos una nueva modificación del Contrato de Crédito Modificado y Reexpresado (la "Cuarta Modificación al Contrato de Crédito Modificado y Reexpresado") con los acreedores y con Itaú Unibanco S.A., Sucursal Nassau, como agente administrativo. La Cuarta Modificación al Contrato de Crédito Modificado y Reexpresado prevé una renuncia y modificaciones relacionadas con ciertas disposiciones con el uso de inversiones permitidas.

El 17 de junio de 2022, Vista Argentina, nosotros, Vista Holding I y Vista Holding II celebramos una nueva modificación del Contrato de Crédito Modificado y Reexpresado (la "Quinta Modificación al Contrato de Crédito Modificado y Reexpresado") con los acreedores y con Itaú Unibanco S.A., Sucursal Nassau, como agente administrativo. La Quinta Modificación al Contrato de Crédito Modificado y Reexpresado prevé la modificación de determinadas disposiciones sobre el uso de gravámenes permitidos y renuncia a ciertas disposiciones sobre el reembolso a prorrata.

El 2 de diciembre de 2022, Vista Argentina, nosotros, Vista Holding I y Vista Holding II celebramos una renuncia al Contrato de Crédito Modificado y Reexpresado (la "Renuncia al Contrato de Crédito Modificado y Reexpresado") con los acreedores y con Itaú Unibanco S.A., Sucursal Nassau, como agente administrativo. La Renuncia al Contrato de Crédito Modificado y Reexpresado prevé la renuncia a ciertas disposiciones sobre el reembolso a prorrata.

El 21 de diciembre de 2022, la nosotros, en nuestro carácter de garantes, Vista Holding II, en su carácter de deudor, y Elevate Export Finance Corp. en su carácter de creedor, celebraron un contrato de crédito (el "Contrato de Crédito Elevate") por un monto aproximado de US\$9.3 millones. El Contrato de Crédito Elevate prevé pagos semestrales de amortización equivalentes a una décima parte del importe total del préstamo desembolsado y con vencimiento 54 meses después del primer pago del principal.

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

En febrero de 2020, Vista Argentina emitió un bono a 48 meses por US\$50 millones adicionales a una tasa de interés fija del 3.50% anual ("Bonos Serie III"), que el 10 de noviembre de 2022 fue parcialmente canjeado por un bono a 36 meses a una tasa de interés fija del 6.25% anual por un importe de US\$40.51

millones ("Bono Serie XIV"). Los US\$9.49 millones pendientes de los Bonos Serie III se reembolsarán de acuerdo con los términos y condiciones originales.

El 7 de agosto de 2020, Vista Argentina emitió obligaciones por un monto nominal de US\$20 millones, a una tasa de interés nominal fija anual del 0%, cuyo capital será totalmente amortizado en una sola cuota en la fecha de vencimiento, el 7 de agosto de 2023 ("Bonos Serie V").

El 4 de diciembre de 2020, Vista Argentina emitió obligaciones adicionales por US\$10 millones de relación con el Bono Serie V y también emitió obligaciones negociables por un monto nominal de US\$10 millones a una tasa de interés fija anual nominal del 3.25%, cuyo monto principal se amortizará totalmente, en una sola cuota, en la fecha de vencimiento, el 4 de diciembre de 2024. ("Bono Serie VI"). El 6 de diciembre de 2022, los Bonos Serie V se canjearon parcialmente por un bono a 42 meses con una tasa de interés fija del 0% por valor de US\$26.5 millones ("Bonos Serie XVI"). Los US\$3.4 millones pendientes de los Bonos Serie V se prepagaron el 16 de diciembre de 2022.

El 10 de marzo de 2021, Vista Argentina emitió obligaciones negociables por un importe nominal de US\$42.3 millones a un tipo de interés nominal anual fijo del 4,25%, cuyo principal se amortizará íntegramente en una única cuota en la fecha de vencimiento, el 10 de marzo de 2024 ("Bonos Serie VII"); y también emitió obligaciones negociables por un importe nominal de 9,323,430 UVA (unidades de valor adquisitivo), a un tipo de interés nominal anual fijo del 2,73%, cuyo principal se amortizará íntegramente en una única cuota en la fecha de vencimiento, el 10 de septiembre de 2024 ("Bonos Serie VIII"). El 26 de marzo de 2021, Vista Argentina emitió obligaciones negociables adicionales sobre los Bonos Serie VIII por un importe nominal de 33,966,570 UVA (unidades de valor adquisitivo).

El 18 de junio de 2021, Vista Argentina emitió obligaciones por un monto nominal de US\$38.8 millones a una tasa de interés nominal anual fija del 4%, cuyo capital será totalmente amortizado en una sola cuota en la fecha de vencimiento, el 18 de junio de 2023 ("Bonos Serie IX"); y también emitió obligaciones por un monto nominal de 39,093,997 UVA, a una tasa de interés nominal anual fija del 4%, cuyo capital será totalmente amortizado en una sola cuota en la fecha de vencimiento, el 18 de marzo de 2025 ("Bonos Serie X"). El 6 de diciembre de 2022, los Bonos Serie IX se canjearon parcialmente por Bonos Serie XVI adicionales por un total de US\$34.4 millones. Los restantes US\$4.4 millones fueron prepagados el 19 de diciembre de 2022.

El 27 de agosto de 2021, Vista Argentina emitió obligaciones negociables por un monto nominal de US\$9.2 millones a una tasa de interés nominal anual fija del 3.48%, cuyo capital se amortizará totalmente en una sola cuota en la fecha de vencimiento, el 27 de agosto de 2025 ("Bonos Serie XI"); y también emitió obligaciones negociables por un monto nominal de US\$100.8 millones a una tasa de interés nominal anual fija del 5.85%, cuyo capital se amortizará en quince cuotas semestrales desde el 27 de agosto de 2024 hasta la fecha de vencimiento, el 27 de agosto de 2031 ("Bonos Serie XII").

El 16 de junio de 2022, Vista Argentina emitió bonos por un monto nominal de US\$43.5 millones a una tasa de interés nominal anual fija del 6%, cuyo capital será amortizado en su totalidad en un sólo pago en la fecha de vencimiento el 8 de agosto de 2024 ("Bonos Serie XIII").

El 6 de diciembre de 2022, Vista Argentina emitió notas por un importe nominal de US\$13.5 millones a una tasa de interés fija nominal anual del 4%, cuyo principal será amortizado en su totalidad en una sola exhibición en la fecha de vencimiento, es decir, el 20 de enero de 2025 ("Bonos Serie XV"), y también emitió notas por un importe nominal de US\$39 millones a una tasa de interés fija del 0% anual cuyo principal será amortizado en su totalidad en una sola exhibición en la fecha de vencimiento, es decir, el 6 de diciembre de 2026 ("Bonos Serie XVII").

El 3 de marzo de 2023, Vista Argentina emitió notas por un importe nominal de US\$118.5 millones a una tasa de interés fija nominal anual del 0%, cuyo principal será amortizado en su totalidad en una sola exhibición en la fecha de vencimiento, es decir, el 3 de marzo de 2027 ("Bonos Serie XVIII"), y también emitió notas por un importe nominal de US\$16.5 millones a una tasa de interés fija del 1% anual cuyo principal será amortizado en su totalidad en una sola exhibición en la fecha de vencimiento, es decir, el 3 de marzo de 2028 ("Bonos Serie XIX").

El 16 de septiembre de 2021, Vista Argentina y Vista Energy, como deudores, celebraron un contrato con ConocoPhillips, como acreedor, mediante el cual el acreedor ofreció a los deudores una línea de crédito por 5 años para realizar desembolsos de hasta US\$25 millones. El 13 de enero de 2022, Vista Argentina solicitó un desembolso de crédito por un monto equivalente a US\$25 millones bajo esta línea de crédito.

A la fecha del presente reporte anual, estamos al corriente en el pago del capital e intereses, de los citados créditos, según resulte aplicable.

Otras obligaciones contractuales

Al 31 de diciembre de 2022, la Compañía también tiene otros compromisos y obligaciones contractuales como se indica a continuación:

	Pagos adeudados por periodo		
	Total	Corto plazo (menos de 1 año)	Largo plazo (más de 1 año)
	<i>(en miles de Dólares)</i>		
Plan de beneficios para empleados	14,786	1,562	13,224
Contratos de arrendamiento	124,294	36,297	87,997
Total	139,081	37,860	101,221

Gastos de capital

El monto y la asignación de futuros gastos de capital dependerán de una serie de factores, incluyendo nuestros flujos de efectivo de actividades operativas, de inversión y de financiamiento y nuestra capacidad para ejecutar nuestro programa de perforación. Revisamos periódicamente nuestro presupuesto de gastos de capital para evaluar los cambios en los flujos de efectivo actuales y proyectados, los requerimientos de deuda y otros factores. Si no podemos obtener fondos cuando sea necesario o en términos aceptables, es posible que no podamos financiar los gastos de capital necesarios para mantener nuestra producción o reservas probadas. Tenemos la intención de financiar nuestros gastos de capital con efectivo generado por nuestras operaciones, efectivo en caja y financiamiento de deuda y capital.

Debido a que operamos un alto porcentaje de nuestra superficie, los montos de gastos de capital (además de nuestros gastos de capital comprometidos bajo nuestras concesiones) y el tiempo son en gran medida discrecionales y están dentro de nuestro control. Determinamos nuestros gastos de capital en función de una variedad de factores, incluyendo, pero no limitado a, compromisos existentes en virtud de las concesiones, el éxito de nuestras actividades de perforación, precios prevaletientes y anticipados para el petróleo y el gas natural, la disponibilidad del equipo, la infraestructura y el capital necesarios, la recepción y el calendario de los permisos reglamentarios necesarios, y aprobaciones, condiciones estacionales, costos de perforación y adquisición y el nivel de participación de otros propietarios con intereses de trabajo. Un

aplazamiento de los gastos de capital previstos, en particular con respecto a la perforación y terminación de nuevos pozos, podría dar lugar a una reducción en la producción prevista y en los flujos de caja. Además, es posible que se nos pida que cancelemos parte de nuestras reservas actualmente contabilizadas como reservas no desarrolladas probadas, si tal aplazamiento de los gastos de capital planificados implica que estaremos incapaces de desarrollar tales reservas en un plazo de cinco años a partir de su reserva inicial.

Durante el año terminado el 31 de diciembre de 2022, hicimos gastos de capital por un monto total de US\$540.0 millones. Durante el año terminado el 31 de diciembre de 2021, hicimos gastos de capital por un monto total de US\$324.1 millones. Durante el año terminado el 31 de diciembre de 2020, hicimos gastos de capital por un monto total de US\$225.9 millones.

Como parte de los compromisos que rigen en algunos de los contratos de concesión relacionados con nuestros bloques de petróleo y gas en Argentina, nos hemos comprometido a realizar inversiones de capital para la perforación y terminación de pozos, realizar de e invertir en las instalaciones. Hemos estimado el monto de los gastos de capital necesarios para cumplir con nuestros compromisos bajo dichas concesiones basándonos en los costos históricos de perforación y terminación de pozos, realización de obras de acondicionamiento de pozos e inversión en instalaciones. De acuerdo con nuestras mejores estimaciones, nuestros compromisos de capital restantes son los siguientes:

- (i) En Águila Mora, para terminar la construcción de las instalaciones de producción y conectar los dos pozos perforados y completados por la Compañía.
- (ii) En Bajada del Palo Este, para perforar y completar un pozo.
- (iii) En Entre Lomas, 25 de Mayo-Medanito y Jagüel de los Machos, perforar y completar tres pozos de desarrollo, un pozo de extensión, realizar 19 reacondicionamientos y abandonar 21 pozos.

Los gastos de capital relacionados con estos compromisos se estiman en US\$39 millones. Para mayor información sobre estos compromisos de inversión, véase la nota 29.4 de nuestros Estados Financieros Auditados.

También nos hemos comprometido a realizar inversiones de capital en nuestro bloque ubicado en México. Hemos estimado que tendremos que realizar inversiones de capital a nuestra participación del 100% por un monto estimado de US\$18.1 millones. Los compromisos de capital en los bloques mexicanos deben ser completados en 24 meses desde la aprobación de los periodos de exploración por parte de CNH. El periodo de exploración CS-01 adicional fue aprobado por CNH para comenzar el 5 de octubre de 2021. Podemos elegir diferir en parte las inversiones de capital en México que originalmente agendamos para 2022, dependiendo de los tiempos de aprobación de los planes y permisos. Favor de referirse a la sección “FACTORES DE RIESGO - *Estamos expuestos a contracciones en la demanda de petróleo crudo y gas natural y a contracciones en la demanda de cualquiera de sus subproductos*” del presente reporte anual.

Flujos de efectivo

La siguiente tabla muestra nuestros flujos de caja por los periodos indicados:

	Año terminado el 31 de diciembre de 2022	Año terminado el 31 de diciembre de 2021	Año terminado el 31 de diciembre de 2020
(cifras en miles de dólares, excepto los márgenes)			
Flujos de efectivo generados por (aplicados) en			
Actividades operativas.....	689,771	401,393	93,779
Actividades de inversión.....	(582,712)	(295,456)	(156,099)
Actividades de financiamiento	(143,201)	6,525	30,892
Aumento / (Disminución) neto del efectivo y equivalentes de efectivo.....	(36,142)	112,462	(31,428)

La capacidad de nuestras entidades argentinas de comprar moneda no argentina en Argentina y de transferir cualquier fondo en forma de dividendos, préstamos o anticipos a cualquier entidad no argentina (incluidas las filiales) está sujeta a determinadas restricciones cambiarias, como se describe en “*Riesgos relacionados con las economías y entornos regulatorios argentinos y mexicanos - Los actuales controles cambiarios argentinos y la aplicación de nuevos controles cambiarios podrían afectar negativamente a nuestros resultados de operaciones*”.

Flujos de caja generados por las actividades operativas

Por el año terminado el 31 de diciembre de 2022, el efectivo neto generado por las actividades operativas fue de US\$689.8 millones. Esto se debió principalmente a un aumento en nuestros ingresos para 2022 de US\$1,143.8 millones comparado con US\$625.3 millones en 2021, impulsado principalmente por mayor producción y precios.

Por el año terminado el 31 de diciembre de 2021, el efectivo neto generado por las actividades operativas fue de US\$401.4 millones, debido principalmente a un incremento en nuestros ingresos, de 2021 de US\$652.3 millones comparadas con US\$273.9 millones en 2020, debido principalmente a una mayor producción y precios.

Por el año terminado el 31 de diciembre de 2020, el efectivo neto generado por las actividades operativas fue de US\$93.8 millones disminuyó con respecto a 2019, debido principalmente a que la pérdida del periodo fue de US\$102.7 millones, ajustada por partidas que no generaron la salida de recursos (principalmente relacionados con la depreciación, diferencias de cambio netos, gastos por pagos basados en acciones, gastos por intereses, deterioro de activos de larga duración, cambios en el valor razonable de los Títulos Opcionales y el impuesto sobre la renta devengado) y US\$2.4 millones de entrada por cuentas por pagar y demás pagaderas, que fue parcialmente compensado por una salida del impuesto sobre la renta pagado de US\$4.7 millones.

Flujos de caja utilizados en actividades de inversión

Por el año terminado el 31 de diciembre de 2022, los flujos de caja utilizados en actividades de inversión fue de US\$582.7 millones, principalmente debido a pagos por US\$479.4 millones para la adquisición de propiedad, planta y equipo, y el pago de US\$115.0 para la adquisición de activos de AFBN. El flujo de caja utilizado en actividades de inversión fue principalmente gastado en el desarrollo de Vaca Muerta en Bajada del Palo Oeste y Aguada Federal.

Por el año terminado el 31 de diciembre de 2021, los flujos de caja utilizados en actividades de inversión fue de US\$295.5 millones, principalmente debido a pagos de US\$321.3 millones por la adquisición de propiedad, planta y equipo parcialmente compensados por los US\$24.2 millones de pagos recibidos por la venta de activos y los pagos recibidos por el acuerdo de *farmout*. El flujo de efectivo utilizado en actividades de inversión fue utilizado principalmente en los desarrollos de Vaca Muerta en Bajada del Palo Oeste.

Por el año terminado el 31 de diciembre de 2020, los flujos de caja utilizados en actividades de inversión fue de US\$156.1 millones, debido a los pagos por la adquisición de propiedades, plantas y equipos por US\$153.3 millones. El flujo de caja utilizado en Actividades de Inversión se destinó principalmente al desarrollo de Vaca Muerta en Bajada del Palo Oeste.

Flujos de caja generados por (utilizados en) las actividades de financiamiento

Durante el año terminado el 31 de diciembre de 2022, el efectivo utilizado en las actividades de financiamiento fueron de US\$143.2. Esto fue generado principalmente por pagos de principal de US\$195.1 millones, que fue parcialmente compensado por un nuevo préstamo de US\$128.8 millones.

Por el año terminado el 31 de diciembre de 2021, el efectivo proporcionado por las actividades de financiamiento fue de US\$6.5 millones, que fueron generados principalmente por los préstamos de US\$358.1 millones, los cuales fueron parcialmente compensados con el pago de US\$284.7 millones para algunos de nuestros préstamos y pago de intereses de US\$54.6 millones.

Por el año terminado el 31 de diciembre de 2020, los flujos de caja generados por las actividades de financiamiento fueron de US\$30.9 millones, principalmente debido a que fueron generados principalmente por el producto de los empréstitos por US\$201.7 millones, que fueron parcialmente compensados por el pago de US\$98.8 millones del principal de ciertos empréstitos y de intereses por valor de US\$43,8 millones.

Políticas de Tesorería




Nuestras políticas internas relacionadas con la tesorería de la empresa incluyen que el consejo de administración es responsable de determinar nuestra estrategia financiera, misma que comprende nuestra política de dividendos, inversión de nuestros recursos, flujo de caja y estrategias de capital de trabajo, fusiones y adquisiciones, emisiones de deuda y acciones, recompra de acciones, estrategias de derivados, compras y arrendamientos de activos, y el endeudamiento de la empresa, entre otros, sujeto en todo caso (según sea aplicable) a la aprobación de los accionistas cuando así lo requiera la ley de acuerdo con nuestros estatutos.







Investigación y desarrollo, patentes y licencias, etc.





Nuestra propiedad industrial constituye un elemento clave de nuestro negocio; y nuestro éxito depende, cuando menos en parte, de nuestra capacidad para proteger nuestra principal tecnología y

propiedad industrial. Para establecer y proteger nuestros derechos de propiedad industrial nos apoyamos en un conjunto de leyes en materia de patentes, secretos industriales, marcas y otros tipos de propiedad industrial, convenios de confidencialidad y contratos de licencia. A la fecha del presente reporte anual la Emisora tiene (i) 101 marcas registradas, 2 solicitudes de registro de marca en trámite y dos juicios de nulidad ante el Tribunal Federal de Justicia Administrativa en trámite; y (ii) 27 marcas registradas y 21 solicitudes en trámite ante el Instituto Nacional de la Propiedad Industrial de la República Argentina.



A continuación, se enlistan las marcas registradas de la Emisora ante el Instituto Mexicano de la Propiedad Industrial:








<u>Número de Registro</u>	<u>Marca</u>	<u>Tipo de Marca</u>	<u>Clase</u>	<u>Vencimiento</u>
1784174	VISTA OIL & GAS	Nominativa	36	09/05/2027
1784175	VISTA OIL & GAS  VISTA OIL & GAS	Mixta	36	09/05/2027
1784176	VISTA OIL & GAS VISTA OIL & GAS	Mixta	36	09/05/2027
1790393	VISTA OIL & GAS	Nominativa	37	09/05/2027
1790394	VISTA OIL & GAS  VISTA OIL & GAS	Mixta	37	09/05/2027
1790395	VISTA OIL & GAS VISTA OIL & GAS	Mixta	37	09/05/2027
1790396	VISTA OIL & GAS	Nominativa	40	09/05/2027
1790397	VISTA OIL & GAS  VISTA OIL & GAS	Mixta	40	09/05/2027
1790398	VISTA OIL & GAS VISTA OIL & GAS	Mixta	40	09/05/2027







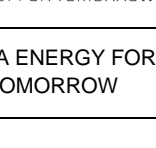
<u>Número de Registro</u>	<u>Marca</u>	<u>Tipo de Marca</u>	<u>Clase</u>	<u>Vencimiento</u>
1790399	VISTA OIL & GAS	Nominativa	42	09/05/2027
1794811	VISTA OIL & GAS  VISTA OIL & GAS	Mixta	42	09/05/2027
1794812	VISTA OIL & GAS VISTA OIL & GAS	Mixta	42	09/05/2027
1784173	Diseño: 	Innominada	35	09/05/2027
1784177	Diseño: 	Innominada	36	09/05/2027
1784178	Diseño: 	Innominada	37	09/05/2027
1788006	Diseño: 	Innominada	42	09/05/2027
1836433	Diseño: 	Innominada	40	09/05/2027
1958335	VISTA MÉXICO	Nominativa	36	10/10/2028




<u>Número de Registro</u>	<u>Marca</u>	<u>Tipo de Marca</u>	<u>Clase</u>	<u>Vencimiento</u>
1958336	VISTA MÉXICO	Nominativa	37	10/10/2028
1958337	VISTA MÉXICO	Nominativa	40	10/10/2028
1966049	VISTA MÉXICO	Nominativa	42	10/10/2028
1974263	VISTA OIL & GAS 	Mixta	36	23/11/2028
1975877	VISTA OIL & GAS 	Mixta	42	23/11/2028
1975878	VISTA OIL & GAS 	Mixta	40	23/11/2028
1975879	VISTA OIL & GAS 	Mixta	37	23/11/2028
2314386	VISTA ENERGÍA	Nominativa	01	21/10/2031
2368688	VISTA ENERGÍA	Nominativa	04	11/03/2032
2314387	VISTA ENERGÍA	Nominativa	09	21/10/2031
2314388	VISTA ENERGÍA	Nominativa	12	21/10/2031
2314389	VISTA ENERGÍA	Nominativa	36	21/10/2031
2314390	VISTA ENERGÍA	Nominativa	37	21/10/2031
2314391	VISTA ENERGÍA	Nominativa	39	21/10/2031
2368084	VISTA ENERGÍA	Nominativa	40	10/03/2032

<u>Número de Registro</u>	<u>Marca</u>	<u>Tipo de Marca</u>	<u>Clase</u>	<u>Vencimiento</u>
2314392	VISTA ENERGÍA	Nominativa	42	21/10/2031
2315948	VISTA ENERGY	Nominativa	01	25/10/2031
2315951	VISTA ENERGY	Nominativa	04	25/10/2031
2315950	VISTA ENERGY	Nominativa	09	25/10/2031
2315952	VISTA ENERGY	Nominativa	12	25/10/2031
2315953	VISTA ENERGY	Nominativa	36	25/10/2031
2315954	VISTA ENERGY	Nominativa	37	25/10/2031
2315955	VISTA ENERGY	Nominativa	39	25/10/2031
2366319	VISTA ENERGY	Nominativa	40	04/03/2032
2315959	VISTA ENERGY	Nominativa	42	25/10/2031
2321137	VISTA	Nominativa	04	05/11/2031
2368083	VISTA	Nominativa	40	10/03/2032
2320300	FARO	Nominativa	01	03/11/2031
2324010	FARO	Nominativa	04	12/11/2031
2324009	FARO	Nominativa	09	12/11/2031
2324011	FARO	Nominativa	12	12/11/2031
2324012	FARO	Nominativa	39	12/11/2031
2324013	FARO	Nominativa	42	12/11/2031
2320726	VX VENTURES	Nominativa	01	04/11/2031
2320730	VX VENTURES	Nominativa	04	04/11/2031
2334255	VX VENTURES	Nominativa	09	06/12/2031
2320732	VX VENTURES	Nominativa	35	04/11/2031
2320733	VX VENTURES	Nominativa	36	04/11/2031
2320734	VX VENTURES	Nominativa	37	04/11/2031

<u>Número de Registro</u>	<u>Marca</u>	<u>Tipo de Marca</u>	<u>Clase</u>	<u>Vencimiento</u>
2320735	VX VENTURES	Nominativa	39	04/11/2031
2320736	VX VENTURES	Nominativa	42	04/11/2031
2320997	ONE TEAM	Nominativa	01	04/11/2031
2321000	ONE TEAM	Nominativa	04	04/11/2031
2320998	ONE TEAM	Nominativa	09	04/11/2031
2321004	ONE TEAM	Nominativa	35	04/11/2031
2329600	ONE TEAM	Nominativa	36	24/11/2031
2329601	ONE TEAM	Nominativa	37	24/11/2031
2321859	VISTX	Nominativa	01	08/11/2031
2321861	VISTX	Nominativa	04	08/11/2031
2321860	VISTX	Nominativa	09	08/11/2031
2321862	VISTX	Nominativa	12	08/11/2031
2321863	VISTX	Nominativa	35	08/11/2031
2321864	VISTX	Nominativa	36	08/11/2031
2321865	VISTX	Nominativa	37	08/11/2031
2324691	VISTX	Nominativa	39	16/11/2031
2321870	VISTX	Nominativa	42	08/11/2031
2349144	VISTA 	Mixta	01	25/01/2032
2349145	VISTA 	Mixta	04	25/01/2032
2349147	VISTA	Mixta	09	25/01/2032

<u>Número de Registro</u>	<u>Marca</u>	<u>Tipo de Marca</u>	<u>Clase</u>	<u>Vencimiento</u>
				
2343053	<p>VISTA</p> 	Mixta	12	12/01/2032
2343054	<p>VISTA</p> 	Mixta	36	12/01/2032
2343055	<p>VISTA</p> 	Mixta	37	12/01/2032
2343056	<p>VISTA</p> 	Mixta	39	12/01/2032
2343057	<p>VISTA</p> 	Mixta	42	12/01/2032
2344078	<p>VISTA ENERGY FOR TOMORROW</p>  <p>ENERGY FOR TOMORROW</p>	Mixta	01	13/01/2032
2344079	<p>VISTA ENERGY FOR TOMORROW</p>	Mixta	04	13/01/2032


<u>Número de Registro</u>	<u>Marca</u>	<u>Tipo de Marca</u>	<u>Clase</u>	<u>Vencimiento</u>
				
2344082	VISTA ENERGY FOR TOMORROW 	Mixta	09	13/01/2032
2344083	VISTA ENERGY FOR TOMORROW 	Mixta	12	13/01/2032
2344084	VISTA ENERGY FOR TOMORROW 	Mixta	36	13/01/2032
2344085	VISTA ENERGY FOR TOMORROW 	Mixta	37	13/01/2032
2349970	VISTA ENERGY FOR TOMORROW 	Mixta	39	26/01/2032
2349143	VISTA ENERGY FOR TOMORROW 	Mixta	42	25/01/2032

<u>Número de Registro</u>	<u>Marca</u>	<u>Tipo de Marca</u>	<u>Clase</u>	<u>Vencimiento</u>
				
2394081	VISTA	Nominativa	39	12/05/2032
2402865	VISTX	Nominativa	40	06/06/2032
2446150	ONE TEAM	Nominativa	39	07/09/2032
2405186	ONE TEAM	Nominativa	40	07/06/2032
2444035	VX VENTURES	Nominativa	40	05/07/2032
2431044	FARO	Nominativa	36	03/08/2032
2439348	FARO	Nominativa	37	18/08/2032
2405187	FARO	Nominativa	40	07/06/2032
2448428		Mixta	40	12/09/2032
2426320	VISTA ENERGY FOR TOMORROW 	Mixta	40	20/07/2032
2467633	VISTA MÉXICO	Nominativa	35	26/10/2032

A continuación, se enlistan las solicitudes de marca en trámite de la Emisora ante el Instituto Mexicano de la Propiedad Industrial:

<u>Número de Expediente</u>	<u>Marca</u>	<u>Tipo de Marca</u>	<u>Clase</u>	<u>Fecha de presentación</u>
2598906	VISTA	Nominativa	37	16/08/2021
2598909	VISTA	Nominativa	42	16/08/2021

A continuación se enlistan las marcas registradas de la Emisora ante el Instituto Nacional de la Propiedad Industrial de la República Argentina:

<u>Número de Registro</u> (N° Resolución)	<u>Marca</u>	<u>Tipo de Marca</u>	<u>Clase</u>	<u>Vencimiento</u>
3,712,367	VISTA ARGENTINA	Denominativa	4	10/16/2029
3,712,368	VISTA ARGENTINA	Denominativa	7	10/8/2029
3,712,369	VISTA ARGENTINA	Denominativa	35	1/13/2033
3,712,370	VISTA ARGENTINA	Denominativa	36	11/20/2030
3,712,371	VISTA ARGENTINA	Denominativa	37	10/16/2029
3,712,372	VISTA ARGENTINA	Denominativa	40	11/20/2030
3,712,373	VISTA ARGENTINA	Denominativa	42	10/8/2029
3,708,920	VISTA OIL & GAS	Denominativa	1	4/29/2031
3,708,921	VISTA OIL & GAS	Denominativa	4	4/22/2031
3,708,922	VISTA OIL & GAS	Denominativa	7	4/22/2031
3,708,923	VISTA OIL & GAS	Denominativa	35	3/10/2030
3,708,924	VISTA OIL & GAS	Denominativa	36	3/10/2030
3,708,925	VISTA OIL & GAS	Denominativa	37	3/10/2030
3,708,926	VISTA OIL & GAS	Denominativa	40	3/10/2030
3,708,927	VISTA OIL & GAS	Denominativa	42	3/10/2030
3,708,928		Mixta	1	12/23/2030
3,708,929		Mixta	4	12/23/2030
3,708,930		Mixta	7	3/10/2030
3,708,931		Mixta	35	3/10/2030
3,708,932		Mixta	36	3/10/2030
3,708,933		Mixta	37	3/10/2030
3,708,934		Mixta	40	3/10/2030
3,708,935		Mixta	42	3/10/2030
3,755,020		Mixta	1	8/20/2030
3,755,021		Mixta	4	8/20/2030

3,755,022		Mixta	7	8/20/2030
3,755,023		Mixta	35	4/24/2030
3,755,024		Mixta	36	4/24/2030
3,755,025		Mixta	37	4/24/2030
3,755,026		Mixta	40	4/24/2030
3,755,027		Mixta	42	4/24/2030
3,755,028	VISTA	Denominativa	1	8/28/2030
3,755,029	VISTA	Denominativa	4	10/8/2029
3,755,030	VISTA	Denominativa	7	10/8/2029
3,755,031	VISTA	Denominativa	35	8/20/2031
3,755,032	VISTA	Denominativa	36	8/20/2031
3,755,033	VISTA	Denominativa	37	10/8/2029
3,858,556		Mixta	35	4/22/2031
3,858,557		Mixta	37	11/19/2031
3,858,558		Mixta	40	11/19/2031
3,858,559		Mixta	42	4/22/2031
3,878,737		Mixta	9	6/25/2031
3,878,738		Mixta	37	6/25/2031
3,878,739		Mixta	42	6/25/2031
3,878,740		Mixta	45	12/27/2031
4,018,613	VISTA ENERGÍA	Denominativa	1	12/29/2032
4,018,614	VISTA ENERGÍA	Denominativa	4	12/29/2032
4,018,615	VISTA ENERGÍA	Denominativa	7	12/29/2032
4,018,616	VISTA ENERGÍA	Denominativa	35	12/29/2032
4,018,627	VISTA ENERGÍA	Denominativa	36	12/29/2032
4,018,617	VISTA ENERGÍA	Denominativa	37	12/29/2032
4,018,618	VISTA ENERGÍA	Denominativa	40	12/29/2032
4,018,619	VISTA ENERGÍA	Denominativa	42	12/29/2032

4,018,620	VISTA ENERGY	Denominativa	1	12/29/2032
4,018,621	VISTA ENERGY	Denominativa	4	12/29/2032
4,018,622	VISTA ENERGY	Denominativa	7	12/29/2032
4,018,623	VISTA ENERGY	Denominativa	35	12/29/2032
4,018,628	VISTA ENERGY	Denominativa	36	12/29/2032
4,018,624	VISTA ENERGY	Denominativa	37	12/29/2032
4,018,625	VISTA ENERGY	Denominativa	40	12/29/2032
4,018,626	VISTA ENERGY	Denominativa	42	12/29/2032
4,037,336	VISTX	Denominativa	1	2/16/2033
4,037,337	VISTX	Denominativa	4	2/16/2033
4,037,338	VISTX	Denominativa	7	2/16/2033
4,037,339	VISTX	Denominativa	9	2/16/2033
4,037,340	VISTX	Denominativa	12	2/16/2033
4,037,341	VISTX	Denominativa	36	2/16/2033
4,037,342	VISTX	Denominativa	37	2/16/2033
4,037,343	VISTX	Denominativa	39	2/16/2033
4,037,344	VISTX	Denominativa	40	2/16/2033
4,037,345	VISTX	Denominativa	42	2/16/2033
4,037,346	VX VENTURES	Denominativa	1	2/16/2033
4,037,347	VX VENTURES	Denominativa	4	2/16/2033
4,037,348	VX VENTURES	Denominativa	7	2/16/2033
4,037,349	VX VENTURES	Denominativa	9	2/16/2033
4,037,350	VX VENTURES	Denominativa	12	2/16/2033
4,037,351	VX VENTURES	Denominativa	36	2/16/2033
4,037,352	VX VENTURES	Denominativa	37	2/16/2033
4,037,353	VX VENTURES	Denominativa	39	2/16/2033
4,037,354	VX VENTURES	Denominativa	40	2/16/2033
4,037,355	VX VENTURES	Denominativa	42	2/16/2033
4,037,897	ALUVIONAL	Denominativa	1	2/23/2033

4,037,898	ALUVIONAL	Denominativa	4	2/23/2033
4,037,899	ALUVIONAL	Denominativa	6	2/23/2033
4,037,900	ALUVIONAL	Denominativa	37	2/23/2033
4,037,901	ALUVIONAL	Denominativa	39	2/8/2033
4,037,902	ALUVIONAL	Denominativa	40	2/23/2033
4,037,903	ALUVIONAL	Denominativa	42	2/23/2033
3,760,764	ALEPH MIDSTREAM	Denominativa	4	5/15/2030
3,760,765	ALEPH MIDSTREAM	Denominativa	37	5/15/2030
3,760,766	ALEPH MIDSTREAM	Denominativa	39	5/15/2030
3,758,809		Mixta	4	4/30/2030
3,758,810		Mixta	37	4/30/2030
3,758,811		Mixta	39	4/30/2030

Consideramos que las marcas registradas con las que contamos nos proveen de reconocimiento de nombre en los mercados en los que operamos, nos distinguen de nuestros competidores y constituyen un elemento integral del desarrollo óptimo de nuestro negocio.

Información de tendencias

Además de la información incluida aquí, información adicional respecto de las tendencias afectando nuestro negocio se puede encontrar en la sección “FACTORES DE RIESGO – Riesgos relacionados con nuestro negocio e industria”. También deberá leer nuestra discusión de los riesgos e incertidumbres afectando nuestro negocio en la sección “FACTORES DE RIESGO – Riesgos relacionados con las economías y entornos regulatorios argentinos y mexicanos”, incluyendo los relacionados con posibles riesgos e interrupciones relacionadas con la pandemia de COVID-19.

Véase “INFORMACIÓN DE LA COMPAÑÍA – Panorama de la Industria y Regulatorio”.

ADMINISTRACIÓN Y GOBIERNO CORPORATIVO

Audidores Externos

Nuestros auditores externos son Mancera, S.C., cuyas oficinas están ubicadas en Avenida Ejército Nacional 843 B, Granada, 11520 CDMX. Nuestros auditores externos son designados por el Consejo de Administración, escuchando la opinión del comité de auditoría.

Mancera, S.C. ha fungido como nuestro auditor externo desde el 2017.

Por los periodos terminados el 31 de diciembre de 2022, 2021 y 2020, nuestros auditores externos no han emitido opinión con salvedad, opiniones negativas ni se han abstenido de emitir opiniones acerca de nuestros Estados Financieros Auditados que se acompañan al presente reporte anual.

Los honorarios distintos a la auditoría pagados en el ejercicio de 2022 ascendieron a US\$122 mil los cuales representan aproximadamente el 19% de remuneraciones pagadas a los auditores externos en ejercicio de 2022.

Administradores

Consejo de administración

De conformidad con la LMV, las empresas listadas deberán contar con un consejo de administración, el cual estará integrado por hasta 21 miembros, de los cuáles, por lo menos el 25% deberán ser miembros independientes. Los miembros independientes deberán ser seleccionados con base en su experiencia, capacidad y reputación en la asamblea de accionistas de la emisora. La independencia o no de un miembro debe ser determinada por los accionistas de la emisora y dicha determinación puede ser impugnada por la CNBV. La LMV permite a los miembros del consejo de administración en funciones (a diferencia de los accionistas) seleccionar, bajo ciertas circunstancias y de manera temporal, a los nuevos miembros del consejo de administración.

Las sesiones del consejo de administración de las empresas listadas deberán celebrarse, por lo menos 4 veces durante cada año calendario y tendrá los siguientes deberes:

- determinar las estrategias generales aplicables a la emisora;
- aprobar los lineamientos para el uso de los activos corporativos;
- aprobar, a título individual, las transacciones con partes relacionadas, con sujeción a ciertas excepciones limitadas;
- aprobar las operaciones inusuales o excepcionales y toda operación que implique la adquisición o venta de activos por un valor igual o superior al 5% de los activos consolidados de la emisora o que implique la prestación de garantías o la asunción de pasivos por un valor igual o superior al 5% de los activos consolidados de la emisora;
- aprobar el nombramiento o cese del director general;
- aprobar renunciaciones en relación con las oportunidades corporativas;
- aprobar las políticas contables y de control interno;
- aprobar el informe anual de los directores generales y las medidas correctivas en caso de irregularidades; y
- aprobar políticas para la divulgación de información.

Los consejeros tienen el deber general de actuar en beneficio de la emisora, sin favorecer a un accionista o grupo de accionistas.

Nuestro consejo de administración es responsable de la supervisión de nuestro negocio y está integrado por 6 miembros propietarios, de los cuales 4 son independientes y aproximadamente el 17% son mujeres. A la fecha de este reporte anual, no han sido designados suplentes a los miembros propietarios de nuestro consejo de administración. A continuación, se indican el nombre, la edad, el cargo y la descripción biográfica de cada uno de nuestros actuales consejeros.

A la fecha del presente reporte anual, Vista cuenta con políticas o programas específicos que impulsen la inclusión laboral sin distinción de sexo en la composición de sus empleados

En consecuencia, a la fecha de este reporte, se publicaron tres políticas de género relacionadas con nuestro Código de Ética y Conducta y nuestra política de RR. HH.: “Diversidad, igualdad e inclusión”; “Prevención de la violencia, el acoso y la discriminación en el trabajo” y “Paternidad responsable”.

Hemos adoptado un código de ética y de conducta que se aplica a todos los funcionarios y empleados de Vista y a los terceros (contratistas, proveedores, socios) que interactúan con Vista, el cual se encuentra publicado en nuestra página de internet en www.vistaenergy.com. No realizamos cambios a nuestro Código de Ética y de Conducta durante el año terminado el 31 de diciembre de 2022. Adicionalmente, no otorgamos ninguna dispensa a nuestro Código de Ética y Conducta durante el año concluido el 31 de diciembre de 2022.

Nuestro Código de Ética y de Conducta define la forma en que hacemos nuestros negocios, y está diseñado para ayudarnos a cumplir con nuestras obligaciones a respetarnos en el trabajo y a actuar con integridad en el mercado. Nuestro Código de Ética y de Conducta establece expresamente, entre otras cosas, que nadie ofrecerá, en nombre de Vista, directa o indirectamente a través de terceros, nada de valor a un funcionario público, o a sus representantes, y en particular con el fin de obtener o mantener un negocio, influir en las decisiones empresariales o asegurar una ventaja injusta

Integración del consejo de Administración						
Nombre	Cargo	Independencia*	Edad	Nombrados	Expiración del Periodo por el cual fueron electos	Sexo
Miguel Galuccio	Presidente del Consejo	No	55	2017	Sin fecha de expiración	Masculino
Susan L. Segal	Consejera Independiente	Sí	70	2017	Sin fecha de expiración	Femenino
Mauricio Doehner Cobian	Consejero Independiente	Sí	48	2017	Sin fecha de expiración	Masculino
Pierre-Jean Sivignon	Consejero Independiente	Sí	66	2018	Sin fecha de expiración	Masculino
Gerard Martellozo**	Consejero	sí	67	2022	Sin fecha de expiración	Masculino
Germán Losada**	Consejero Independiente	Sí	38	2022	Sin fecha de expiración	Masculino

*Independientes bajo los estándares de la NYSE, las reglas aplicables de la SEC y la LMV.

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

Susan L. Segal es un miembro independiente de nuestro consejo de administración desde el 28 de julio de 2017. La señora Segal fue elegida presidente y directora general de Americas Society/Council of the Americas en 2003, después de haber trabajado en el sector privado en Latinoamérica y otros mercados emergentes por más de 30 años. Antes de la designación en su puesto actual, fue socia de Chase Capital Partners/JPMorgan Partners con enfoque principal en fondos de capital privado (*private equity*) en Latinoamérica y pionera en inversiones de venture capital en la región. Como banquera se enfocó en banca de inversión, fundando una unidad de trading de bonos de mercados emergentes y, se involucró activamente en las crisis de deuda en Latinoamérica en los 1980s y 1990s, sirviendo como Presidente del Consejo para los Comités de Asesoramiento de Chile y Filipinas. La señora Segal es miembro del consejo de Americas Society/Council of the Americas, la Fundación Tinker, Council on Foreign Relations, Scotiabank (retirándose en abril de 2023), Mercado Libre y Ribbit Leap Ltd. Así como presidente del consejo de Scotiabank USA, entidades que no tienen relación con Vista. La señora Segal se graduó en la Universidad Sarah Lawrence University y recibió un título de maestría en administración de negocios (*master in business administration* o "MBA", por sus siglas en inglés) en la Universidad de Columbia, en los Estados Unidos. En 1999, recibió la Orden Bernardo O'Higgins, Grado de Gran Oficial en Chile. En 2009, Colombia la honró con la Orden de San Carlos y en 2022 con la Orden de Bocayá. En 2012, México le otorgó la Orden Mexicana del Águila Azteca. En 2013, la Cámara de Comercio Chileno-Norteamericana la reconoció como la chilena honoraria del año. En 2018, Susan recibió la Orden de "Mérito por Servicios Distinguidos" del Perú en el rango de Gran Oficial.

Mauricio Doehner Cobián es un miembro independiente de nuestro consejo de administración desde el 28 de julio de 2017. El señor Doehner es vicepresidente ejecutivo de Asuntos Corporativos, Manejo de Riesgos e Impacto Social en CEMEX, S.A.B. de C.V., y es miembro de su comité ejecutivo que reporta directamente al director general. CEMEX, S.A.B. de C.V. no tiene relación con Vista. El señor Doehner ingresó a CEMEX, S.A.B. de C.V., en 1996 y ha ocupado diversos cargos ejecutivos en áreas como Planeación Estratégica, Relaciones y Comunicados Institucionales y Administración de Riesgos Empresariales para Europa, Asia, Medio Oriente, Sudamérica y México. En dicho carácter, ha encabezado las interacciones y colaboraciones con distintos Gobiernos federales a nivel mundial, así como la evaluación de esquemas fiscales, iniciativas de política pública, responsabilidad social empresarial, comunicaciones y manejo de crisis. Además, trabajó en la Presidencia de la República de México en el año 2000, encabezando su relación con las organizaciones no gubernamentales, lidiando con temas diversos como reformas gubernamentales y el presupuesto nacional. El señor Doehner también trabajó en Violy Byorum & Partners

Investment Bank. Actualmente, es vicepresidente de la Confederación Patronal de la República Mexicana (COPARMEX), vicepresidente de la Confederación de Cámaras Industriales (CONCAMIN) y miembro de los consejos de Trust for the Americas, una organización afiliada a la Organización de Estados Americanos, el Center of Citizen Integration y (CIC), el Club de Industriales de Monterrey, el Museo de Arte Moderno de Monterrey (MARCO), el Consejo Coordinador Empresarial (CCE) y la Escuela de Ciencias Sociales y Gobierno del Tecnológico de Monterrey y miembro del Grupo GAP dentro del Consejo Mexicano de Negocios (CMN). También es un contribuyente de la revista Expansión. El señor Doehner es Licenciado en Economía, egresado del Tecnológico de Monterrey, con Maestría en Administración de Empresas del IESE/IPADE, tiene un Certificado Profesional en Inteligencia Competitiva por la FULD Academy of Competitive Intelligence en Boston, Massachusetts y un Máster en Administración Pública por Harvard Kennedy School.

Pierre-Jean Sivignon es miembro independiente de nuestro consejo de administración desde el 10 de mayo de 2018. Hasta el 31 de diciembre de 2018 el Sr. Pierre-Jean Sivignon fue asesor del presidente y director general de Grupo Carrefour en París hasta diciembre del 2018, donde anteriormente ocupó los cargos de director general adjunto, director financiero y miembro del consejo de administración, así como presidente del consejo de administración de su filial cotizada en Brasil. Su experiencia previa incluye cargos como director financiero, vicepresidente ejecutivo, miembro del consejo de administración de Royal Philips Electronics en Ámsterdam y de Faurecia (ahora Forvia) Group en París. También ocupó varios cargos financieros y gerenciales de alto nivel en Schlumberger Group en diferentes lugares, incluyendo Nueva York y París. El Sr. Sivignon sirvió en el pasado como director independiente en los Consejos de Supervisión de Imerys, Technip FMC, e Imperial Brands (la cual cotiza en la Bolsa de Londres), ambas empresas que cotizaban en la Bolsa de París. El Sr. Sivignon se graduó de la licenciatura con honores en Francia y recibió un MBA de la ESSEC (*Ecole Supérieure des Sciences Economiques et Commerciales*) también en Francia.

Gerard Martellozo desarrolló su carrera en Schlumberger por 40 años hasta que se retiró en 2019, siendo su última posición la de Vicepresidente de Recursos Humanos para todo el mundo con base en Londres. Antes de asumir dicha posición en 2014, el Señor Martellozo se desempeñaba como “senior advisor” del Director General de Schlumberger, basado en Houston, Texas, Estados Unidos. El Señor Martellozo ingresó a Schlumberger en 1979 después de completar su Maestría en la Ecole Nationale Supérieure de l’Aeronautique et de l’Espace, situada en Francia. Comenzó su carrera en los yacimientos como ingeniero de campo, y luego progresó rápidamente a gerenciar operaciones en España, Italia, Francia, Nigeria, Argelia y Venezuela. Luego de esta experiencia en cuestiones operativas de la industria, se posicionó en el área de Recursos Humanos donde trabajó por los siguientes 20 años en las diferentes unidades de negocios de servicios petroleros. Desde 2010 a 2012 fue director de recursos humanos de la unidad de negocios de perforación y fue el responsable de integrar distintas culturas organizacionales, producto de las distintas compañías de servicios petroleros que había comprado Schlumberger (Cameron, Smith, M-I, Geoservices). Gérard Martellozo es actualmente el Presidente del Consejo de la Fundación Schlumberger. Anteriormente, había sido consejero de la Fundación desde marzo de 2014 con el objetivo de alentar el compromiso de largo plazo de Schlumberger con la promoción de mujeres en el campo de la tecnología a nivel global. Es también co-fundador de Partnerjob.com, donde actuó como tesorero desde 2003 hasta 2017, año en que dicha compañía fue vendida a NetExpat.

Germán Losada es co-fundador y presidente de VEMO, una empresa integrada de movilidad limpia líder en América Latina. El señor Losada tiene 12 años de experiencia en “private equity”, enteramente enfocado en el sector de energía -en sentido amplio- en Europa, Estados Unidos y Latinoamérica, con amplia experiencia en la creación de *start-ups*. Fue miembro fundador de Riverstone Latin America, donde lideró el desarrollo de las inversiones en capital e infraestructura en relación con la agenda de descarbonización en América Latina. El Señor Losada es actualmente el Presidente de VEMO y actúa como

miembro de los consejos de administración de Energía Real, White River Renewables y A2 Renovables. Anteriormente, el Señor Losada trabajó en el fondo de inversiones privadas europeo de First Reserve y en la división de banca de inversión de Goldman Sachs para sus grupos de “Global Natural Resources” y Latinoamérica. El Señor Losada tiene título de grado en Administración de Negocios de la Universidad de San Andrés en la República Argentina.

Obligaciones y Responsabilidades de los Consejeros

La LMV también impone deberes de cuidado y lealtad a los consejeros.

En general, el deber de cuidado exige que los consejeros obtengan suficiente información y estén suficientemente preparados para respaldar sus decisiones y actuar en el mejor interés de la emisora. El deber de cuidado se cumple, principalmente, solicitando y obteniendo de la emisora y de sus directivos toda la información necesaria para participar en las discusiones, obteniendo información de terceros, asistiendo a las reuniones del consejo de administración y revelando información relevante que obre en poder del consejero correspondiente. La omisión de actuar con cuidado por parte de uno o más consejeros somete a los consejeros correspondientes a la responsabilidad solidaria con los demás consejeros involucrados en una acción por daños y perjuicios causados a la emisora y sus subsidiarias, que pueden ser limitados (excepto en los casos de mala fe, actos ilícitos o mala conducta dolosa) de conformidad con los estatutos de la sociedad o por resolución de una asamblea de accionistas. La responsabilidad por el incumplimiento del deber de cuidado también puede estar cubierta por las disposiciones de indemnización y las pólizas de seguro de responsabilidad civil de los consejeros y funcionarios.

El deber de lealtad consiste principalmente en el deber de mantener la confidencialidad de la información recibida en relación con el desempeño de las funciones del consejero y de abstenerse de discutir o votar sobre asuntos en los que el consejero tenga un conflicto de interés. Además, el deber de lealtad se incumple si un accionista o grupo de accionistas es, a sabiendas favorecido, o si, sin la aprobación expresa del consejo de administración, un consejero aprovecha una oportunidad corporativa. El deber de lealtad también se incumple si un accionista o grupo de accionistas es, a sabiendas, favorecido, o si el consejero revela información falsa o engañosa o si no registra en los registros de la emisora alguna transacción que pueda afectar sus estados financieros o hacer que no se revele o modifique información importante. Asimismo, el deber de lealtad se incumple si el consejero utiliza activos corporativos o autoriza el uso de activos corporativos en contravención a las políticas de la emisora. El incumplimiento del deber de lealtad sujeta al consejero infractor a la responsabilidad solidaria por los daños y perjuicios causados a la emisora y a sus subsidiarias. La responsabilidad también surge si los daños y perjuicios resultan de los beneficios obtenidos por los consejeros o terceros, como resultado de las actividades llevadas a cabo por los consejeros. La responsabilidad por el incumplimiento de los deberes de lealtad no puede estar limitada por los estatutos de la sociedad, por resolución de una asamblea de accionistas o de cualquier otro modo.

Las reclamaciones por incumplimiento del deber de cuidado o del deber de lealtad sólo podrán presentarse en beneficio de la emisora (como una demanda incidental) y sólo podrán ser presentadas por la emisora o por accionistas que representen al menos el 5% de las acciones en circulación.

Como salvaguarda para los consejeros, las responsabilidades especificadas anteriormente no serán aplicables si el consejero actuó de buena fe y (i) cumple con la ley aplicable y los estatutos, (ii) actuó con base en información proporcionada por funcionarios, auditores externos o expertos de terceros, cuya capacidad y credibilidad puede no estar sujeta a dudas razonables, (iii) seleccionó la alternativa más adecuada de buena fe o en un caso en el que los efectos negativos de dicha decisión pueden no haber sido previsibles, con base en información disponible en ese momento, y (iv) se tomaron medidas en cumplimiento de las resoluciones adoptadas en la asamblea de accionistas.

De conformidad con la LMV, el director general y los principales ejecutivos de la emisora también están obligados a actuar en beneficio de la sociedad y no de un accionista o grupo de accionistas. Principalmente, estos ejecutivos están obligados a someter a la aprobación del consejo de administración las principales estrategias para el negocio, a presentar al comité de auditoría propuestas relacionadas con los sistemas de control interno, a revelar al público toda la información relevante y a mantener sistemas de contabilidad y registro y mecanismos de control interno adecuados.

Comités del consejo de administración

La LMV requiere que contemos con un comité de auditoría y de prácticas societarias, conocido como "Comité de Gobierno Corporativo", el cual debe estar integrado por al menos tres miembros independientes de conformidad con la LMV. Consideramos que todos los miembros del Comité de Auditoría y Gobierno Corporativo son independientes de conformidad con la LMV y cumplen con los requisitos del *Rule 10A-3* del *Exchange Act*. El 10 de mayo de 2018, el Consejo creó un Comité de Compensación con la intención de (i) establecer la estrategia de compensación para nuestros directores ejecutivos y consejeros, (ii) establecer los niveles de compensación para el Director General, y (iii) aprobar las políticas de compensación para los ejecutivos de *C-suite* por recomendación del Director General.

Comité de Auditoría.

Los miembros de nuestro comité de auditoría son:

- Pierre-Jean Sivignon (presidente);
- Mauricio Doehner Cobian;
- Germán Losada; y
- Gerard Martellozo

Los miembros de nuestro comité de auditoría son independientes conforme a los estándares de la NYSE, las reglas aplicables de la SEC y la regulación de la CNBV.

No hay fecha de expiración en el término de la designación de los miembros de nuestro comité de auditoría. Para una descripción detallada de la operación y las facultades de nuestro comité de auditoría, véase la sección "*DESCRIPCIÓN DE LAS ACCIONES SERIE A Y DE NUESTROS ESTATUTOS – Comité de Auditoría y Comité de Prácticas Societarias*".

Comité de Prácticas Societarias.

Los miembros actuales de nuestro comité de prácticas societarias son:

- Mauricio Doehner Cobian (presidente);
- Pierre-Jean Sivignon;
- Susan L. Segal;
- Germán Losada; y
- Gerard Martellozo.

No hay fecha de expiración en el término de la designación de los miembros de nuestro comité de prácticas societarias. Para una descripción detallada de la operación y las facultades de nuestro comité de prácticas societarias, véase la sección “DESCRIPCIÓN DE LAS ACCIONES SERIE A Y DE NUESTROS ESTATUTOS - Comité de Auditoría y Comité de Prácticas Societarias”.

Comité de Compensación.

Los miembros de nuestro comité de compensación son:

- Gerard Martellozo (presidente);
- Pierre-Jean Sivignon;
- Mauricio Doehner Cobian;
- Germán Losada; y
- Susan L. Segal.

Para una descripción detallada de la operación y las facultades de nuestro comité de auditoría, véase la sección “DESCRIPCIÓN DE LAS ACCIONES SERIE A Y DE NUESTROS ESTATUTOS - Comité de Auditoría y Comité de Prácticas Societarias”.

Convenios con consejeros

No existen acuerdos entre nosotros y los miembros de nuestro Consejo de Administración que prevean beneficios al término de su designación como consejeros. Ninguno de nuestros consejeros mantiene contratos de prestación de servicios con nosotros, excepto los descritos en las secciones “ACCIONISTAS PRINCIPALES” y “OPERACIONES CON PARTES RELACIONADAS” de este reporte anual.

Equipo de Administración

La siguiente tabla muestra los miembros de nuestro Equipo de Administración a la fecha de este reporte anual, que fueron designados el 1 de agosto de 2017:

Equipo de administración		
Nombre	Cargo	Edad
Miguel Galuccio	Presidente y Director General	55
Pablo Manuel Vera Pinto	Director de Finanzas	45
Juan Garoby	Director de Operaciones	52
Alejandro Cheriñacov	Director de Planificación Estratégica y Relaciones con Inversionistas	41

Miguel Galuccio. Ver la sección “ADMINISTRACIÓN Y GOBIERNO CORPORATIVO - Consejo de Administración - Miguel Galuccio” de este reporte anual.

Pablo Manuel Vera Pinto ha ocupado el cargo de Director Financiero desde el 1 de agosto de 2017, y ha colaborado nosotros desde nuestra constitución el 22 de marzo de 2017. El señor Vera Pinto ocupó el

cargo de director de desarrollo de negocios en YPF durante el periodo de octubre 2012 hasta febrero de 2017, previamente se desempeñó como director de transformación en YPF de mayo 2012 hasta septiembre 2012. El señor Vera Pinto fue miembro de los consejos de administración de la compañía fertilizadora Profertil (una asociación entre Agrium de Canadá e YPF), de la compañía generadora de energía eléctrica Central Dock Sud S.A. (una asociación entre Enel de Italia, YPF y Pan American Energy) y de la compañía distribuidora de gas Metrogas S.A. (controlada por YPF, y adquirida por British Gas en 2012). En total, el señor Vera Pinto lideró la ejecución de más de 20 transacciones de compraventa de compañías y activos durante su etapa en YPF. Previamente, el señor Vera Pinto trabajó con Leadgate Investment Corp., un grupo inversor privado enfocado en reestructuraciones donde obtuvo experiencia en gestión operativa y financiera como gerente de reestructuración, director de finanzas y director general de sus empresas controladas, y en consultoría estratégica en McKinsey & Company en Europa y en banca de inversión en Credit Suisse First Boston NA en Nueva York, EE.UU. El señor Vera Pinto es economista por la Universidad Torcuato Di Tella de Buenos Aires y tiene un MBA de INSEAD en Fointainebleau, Francia. Actualmente no colabora como ejecutivo principal o miembro del consejo de administración de otras empresas.

Juan Garoby ha ocupado el cargo de Director de Operaciones, desde el 1 de agosto de 2017, y ha colaborado con nosotros desde nuestra constitución el 22 de marzo de 2017. El señor Garoby fue vicepresidente interino de exploración y producción de YPF de agosto 2016 hasta octubre 2016, director del área de perforación y terminaciones de abril 2014 a agosto 2016, director del área de no convencional de junio 2012 a abril 2014 (donde también se desempeñó como presidente de YPF Servicios Petroleros S.A., una empresa contratista de equipos de perforación controlada por YPF). Anteriormente a su estancia en YPF, el señor Garoby trabajó en Schlumberger como director de operaciones y administración para Europa y África. Adicionalmente ocupó varios cargos en Baker Hughes, incluyendo director regional de Baker Hughes do Brasil, director regional de Baker Hughes Centrilift Brazil y de Baker Hughes Centrilift Ecuador & Peru, entre otros cargos. El señor Garoby es ingeniero petrolero por el Instituto Tecnológico de Buenos Aires en Argentina. Actualmente no colabora como ejecutivo principal o miembro del consejo de administración de otras empresas.

Alejandro Cheriñacov ha ocupado el cargo de director de planeación estratégica y de relaciones con inversionistas, desde el 1 de agosto de 2017, y ha colaborado con nosotros desde nuestra constitución el 22 de marzo de 2017. El señor 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 el señor Cheriñacov, tuvo varias posiciones en el departamento de exploración y producción de YPF, donde su último rol fue el de estar a cargo del proceso de la gestión del portafolio de proyectos producción (*upstream*), incluyendo Argentina, Brasil y Bolivia. El señor Cheriñacov es licenciado en economía de la Universidad de Buenos Aires, posee una Maestría en Finanzas por la Universidad Torcuato Di Tella y ha obtenido un certificado profesional de administración de riesgos y planeación estratégica de la Universidad de Stanford en Palo Alto, California. Actualmente no colabora como ejecutivo principal o miembro del consejo de administración de otras empresas.

Javier Rodríguez Galli ha ocupado el cargo de director jurídico, desde el 4 de abril de 2018. El señor Rodríguez Galli es socio de la firma “Bruchou & Funes de Rioja – Abogados” con oficinas en Buenos Aires, Argentina, donde ha liderado la práctica legal de petróleo y gas desde su ingreso a la firma en el año 2005. En los últimos años ha sido asesor legal de varias empresas petroleras internacionales que han invertido en Argentina atraídas por el desarrollo de hidrocarburos de *shale*. En diciembre de 2014, asesoró a PETRONAS, la compañía nacional de petróleo de Malasia, en las negociaciones y acuerdos con YPF que

llevaron a la asociación de estas dos compañías en el área La Amarga Chica en Neuquén. Actualmente, es consejero de Petronas E&P Argentina S.A. A su vez, ha participado en varias negociaciones nacionales e internacionales relacionadas con operaciones de adquisiciones, desinversiones, *joint ventures* y alianzas estratégicas de petróleo y gas. Además, cuenta con una vasta experiencia en asuntos corporativos. Desde 1999 hasta 2005, fue director legal de Molinos Río de la Plata, empresa argentina líder en alimentos y commodities, controlada por la familia Pérez Companc. Entre 1993 y 1999, se desempeñó como abogado interno en YPF S.A., la mayor empresa de petróleo y gas de Argentina, prestando servicios de asesoramiento legal al grupo de desarrollo de negocios internacionales de esa empresa. El señor Rodríguez Galli se graduó con honores en la Facultad de Derecho de la Universidad de Buenos Aires en 1991 y obtuvo un título de maestría de la London School of Economics en 1993 y un diploma del College of Petroleum and Energy Studies de la Universidad de Oxford en 1996.

Actos de nuestro Equipo de Administración

De conformidad con la LMV, nuestro director general y los otros miembros ejecutivos (incluyendo miembros de nuestro Equipo de Administración) deben enfocar sus actividades a maximizar valor para accionistas en la Emisora. Nuestro director general y nuestro equipo gerencial sénior pueden resultar responsables por daños ocasionados a nosotros nuestras subsidiarias y otros como consecuencia de lo siguiente, (i) favorecer exclusivamente a un grupo de accionistas, (ii) aprobar operaciones entre nosotros o nuestras subsidiarias con personas relacionadas sin cumplir con los requisitos legales aplicables, (iii) aprovecharse de los activos de nuestras subsidiarias para su propio provecho personal en contra de nuestras políticas internas (o autorizar a un tercero para hacerlo en su nombre), (iv) hacer uso indebido de la información confidencial de nuestra o de nuestras subsidiarias, o (v) divulgar o revelar, con conocimiento previo, información falsa o que conduzca al error.

De conformidad con la LMV, nuestro director general y los otros miembros ejecutivos (incluyendo miembros de nuestro Equipo de Administración) tienen la obligación de actuar en beneficio de la Emisora y no en beneficio de un accionista o grupo de accionistas particular. Nuestro director general también tiene que (i) implementar las instrucciones de nuestros accionistas (según sean emitidas en asambleas de accionistas) y del consejo de administración, (ii) someter las principales estrategias de nuestro negocio a consideración de nuestro consejo de administración, (iii) someter las propuestas para el sistema de control interno a los comités de auditoría y prácticas societarias, (iv) divulgar toda la información relevante al público inversionista, y (v) mantener sistemas y mecanismos contables y de registro para el control interno adecuados. Nuestro Director General y los otros miembros ejecutivos (incluyendo miembros de nuestro Equipo de Administración) se encuentran sujetos a los mismos deberes fiduciarios de nuestros consejeros.

Nuestro equipo de administración también desempeña un papel importante desde una perspectiva ASG. Durante 2022, redefinimos nuestro marco ASG interno con objetivos anuales y a mediano plazo. Cada uno de nuestros directivos relevantes es el jefe de proyecto de una o varias iniciativas de nuestro esquema ASG. Cada iniciativa tiene objetivos, que se ejecutan como proyectos, por cada equipo y un jefe de proyecto, que es responsable de hacer avanzar cada iniciativa. Trimestralmente, los jefes de proyecto presentan los avances de su programa de trabajo al Equipo de Administración y al Comité de Prácticas Societarias, que a su vez presenta los aspectos clave y las conclusiones al Consejo de Administración.

Relaciones familiares

Los miembros de nuestro consejo de administración y nuestros directivos relevantes no están relacionados por parentesco por consanguinidad o afinidad hasta cuarto grado o civil, incluyendo a sus cónyuges, concubinas o concubinarios.

Compensación

Durante el ejercicio cerrado el 31 de diciembre de 2022, la remuneración total pagada por la Emisora a su Equipo de Administración Clave por servicios en todas sus capacidades a la Emisora y sus subsidiarias durante 2022 fue de US\$26.1 millones.

Durante el año terminado el 31 de diciembre de 2022, la remuneración pagada por la Emisora a todos los miembros de su Consejo de Administración, con exclusión de su Presidente y Director General, consistió en: (i) un pago por concepto de honorarios por un monto de US\$80,000.00, pagadero en cuatro parcialidades trimestrales, y (ii) el derecho a recibir 25,000 acciones Serie "A", representativas de la parte variable del capital social de la Sociedad, en el marco del Plan de Incentivos de Largo Plazo. El derecho de dichos miembros del Consejo de Administración a recibir tal remuneración estuvo sujeto a que asistieran al menos a cuatro sesiones del Consejo de Administración de la Sociedad en el transcurso del ejercicio social de 2022.

Plan de incentivos a largo plazo

El 22 de marzo de 2018, una asamblea de accionistas autorizó nuestro Plan. El propósito del Plan es proporcionar los medios para que la Emisora y sus subsidiarias atraigan y retengan a personas talentosas como funcionarios, directores, empleados y consultores que son clave para la Emisora y sus subsidiarias, mejorando el crecimiento rentable de las mismas. Esa misma asamblea de accionistas confirió a nuestro Consejo de Administración la autoridad para administrar el Plan y aprobó la reserva de 8,750,000 Acciones Serie A emitidas por la Emisora el 18 de diciembre de 2017, para la implementación del Plan. Los planes de compra de acciones se clasifican como operaciones liquidadas con capital en la fecha de concesión. A la fecha del presente reporte anual, se encuentran en circulación 2,287,706 Acciones Restringidas, 6,298,283 Opciones de Compra de Acciones, y 5,124,504 Acciones Restringidas de rendimiento conforme al Plan. Los precios de ejercicio y las fechas de vencimiento de las Opciones de Compra de Acciones en circulación conforme al Plan son los siguientes (i) 2,546,155 Opciones de Compra de Acciones a un precio de ejercicio de US\$6.70 por Acción Serie A, que expiran el 19 de febrero de 2024, (ii) 643,769 Opciones de Compra de Acciones a un precio de ejercicio de US\$2.10 por Acción Serie A, que expiran el 29 de abril de 2030, (iii) 1,178,862 Opciones de Compra de Acciones a un precio de ejercicio de US\$2.85 por Acción Serie A, que expiran el 25 de febrero de 2031, (iv) 1,416,119 Opciones de Compra de Acciones a un precio de ejercicio de US\$7.05 por Acción Serie A, que expiran el 23 de febrero de 2032 y (v) 513,378 Opciones de Compra de Acciones a un precio de ejercicio de US\$17.83 por Acción Serie A, que expiran el 23 de febrero de 2033. Una versión reexpresada del Plan fue aprobado por el Comité de Compensación el 22 de febrero de 2022.

Los siguientes párrafos describen los principales términos y condiciones del Plan.

Tipo de Adjudicaciones. El Plan permite diferentes adjudicaciones en forma de opciones sobre acciones, acciones restringidas o acciones restringidas de rendimiento. Las Acciones Restringidas se devengan en función de la obtención de objetivos de rendimiento a lo largo de un periodo que será determinado por el Administrador en consulta con el Consejo de Administración y/o el Comité de Compensación y que se exponen en la correspondiente notificación de adjudicación

Administración del Plan. El Plan es administrado por nuestro Consejo de Administración y/o el Comité de Compensaciones. Nuestro Consejo puede delegar cierta autoridad bajo el Plan a algún individuo o individuos entre los directivos de la Emisora. El administrador del Plan tiene el poder y la autoridad para determinar las personas que son elegibles para recibir adjudicaciones, el número de adjudicaciones, así como otros términos y condiciones de las adjudicaciones.

Contrato de Entrega. Cualquier entrega otorgada bajo el Plan es respaldada por un contrato de entrega o un certificado emitido por la Emisora que establece los términos, condiciones y limitaciones para dicha adjudicación, que pueden incluir el número de Acciones Restringidas u Opciones otorgadas, el precio de ejercicio, las disposiciones aplicables en caso de que el empleo o servicio del participante termine, entre otras disposiciones. Nuestro consejo puede modificar los términos del Plan y/o cualquier adjudicación en particular; siempre y cuando dicha modificación no afecte los derechos de ningún participante bajo el Plan.

Elegibilidad. Podremos otorgar adjudicaciones a los directores, miembros ejecutivos, empleados, consultores de nuestra Compañía o cualquiera de sus subsidiarias.

Calendario de Adquisición. Salvo que el Plan establezca lo contrario en relación con ciertos casos de terminación (con o sin causa) de empleo o servicio, renuncia, jubilación, discapacidad y/o muerte, Acciones Restringidas y Opciones de acciones, las Acciones Restringidas serán irrevocables de acuerdo con el siguiente calendario: (i) 33% en el primer aniversario, (ii) 33% en el segundo aniversario y (iii) 34% en el tercer aniversario de la fecha de la concesión. Si ocurre un evento de cambio de control, las Acciones Restringidas y Opciones de dicho participante serán inmediatamente adquiribles y ejecutables.

Ejercicio de opciones. Las opciones conferidas serán ejercitables durante 10 años contados a partir de la fecha de concesión. El precio de ejercicio por acción será el valor razonable de mercado por acción en la fecha de entrega. El número de opciones que se otorgarán a una persona elegible será determinado por el administrador en el momento de la entrega según el método *Black-Scholes*.

Restricciones de transferencia. Excepto por lo previsto por las leyes de descendencia y distribución o de otra manera permitidas por el administrador del Plan, no se le permitirá al participante vender, transferir, otorgar en prenda o asignar ninguna opción.

Terminación y modificación del Plan. Nuestro consejo de administración puede modificar, alterar o cesar el Plan, pero no se hará ninguna modificación, alteración o cede si dicha modificación, alteración o cese afectara los derechos de un participante bajo cualquier adjudicación.

Implementación del Plan; Fideicomiso. El 26 de marzo de 2019, la Emisora celebró el contrato de fideicomiso número 3844 con Banco INVEX, S.A., Institución de Banca Múltiple, INVEX Grupo Financiero, en su carácter de fiduciario para (i) implementar y administrar los términos del Plan, y (ii) transferir las Acciones subyacentes a las adjudicaciones, según y cuando sea necesario, de conformidad con los términos del Plan y sujeto al cumplimiento de cualquier requisito establecido en la ley aplicable. El 2 de diciembre de 2022 se suscribió una modificación a dicho contrato fiduciario para permitir distribuir los respectivos premios, no únicamente como Acciones, sino también en forma de ADS representado derechos respecto de las Acciones.

El día 6 de febrero de 2023, la Compañía presentó a la SEC una declaración de registro conforme al formulario S-8, en relación con el registro de las acciones Serie A que se ofrecerán y venderán conforme al Plan.

Domicilio social de los miembros de nuestro consejo de administración y equipo de administración

La dirección de los miembros de nuestro consejo de administración y de los miembros de nuestro Equipo de Administración es: Pedregal 24, piso 4, Colonia Molino del Rey, Miguel Hidalgo, Ciudad de México.

Participación Accionaria

A la fecha de este reporte anual, Susan Segal, Gerard Martellozo, Germán Losada y Mauricio Doehner Cobian poseían Acciones Serie A de la Compañía, las cuales representaban menos del 1% de nuestras acciones en circulación.

A la fecha de este reporte anual, nuestro Presidente del Consejo poseía (i) 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. Los precios de ejercicio y fechas de vencimiento de las Opciones de Compra mantenidas por el Presidente del Consejo son los siguientes: (i) 1,442,308 Opciones de Compra a un precio de ejercicio de US\$6.70 por acción, con vencimiento el 19 de febrero de 2024, (ii) 272,331 Opciones de Compra a un precio de ejercicio de US\$2.10 por Acción Serie A, con vencimiento el 29 de abril de 2030, (iii) 677,507 Opciones de Compra a un precio de ejercicio de US\$2.85 por Acción Serie A, con vencimiento el 25 de febrero de 2031, (iv) 843,558 Opciones de Compra a un precio de ejercicio de US\$7.05 por Acción Serie A, con vencimiento el 23 de Febrero de 2032 y (v) 305,895 Opciones de Compra a un precio de ejercicio de US\$17.83 por Acción Serie A, con vencimiento el 23 de Febrero de 2033.

A la fecha de este reporte anual, nuestro Director de Finanzas poseía (i) 1,344,604 Acciones Serie A, (ii) 379,169 Opciones de Compra ejercidas, (iii) 429,940 Opciones de Compra no ejercidas (de las cuales 89,869 se ejercen dentro de los 60 días), (iv) 216,915 Acciones Restringidas (de las cuales 61,444 se ejercen dentro de los 60 días) y (v) 598,736 acciones restringidas de rendimiento. Los precios de ejercicio y fechas de vencimiento de las Opciones de Compra mantenidas por el Directivo de Finanzas son los siguientes: (i) 317,308 Opciones de Compra a un precio de ejercicio de US\$6.70 por acción, con vencimiento el 19 de febrero de 2024, (ii) 89,869 Opciones de Compra a un precio de ejercicio de US\$2.10 por Acción Serie A, con vencimiento el 29 de abril de 2030, (iii) 149,051 Opciones de Compra a un precio de ejercicio de US\$2.85 por Acción Serie A, con vencimiento el 25 de febrero de 2031, (iv) 185,583 Opciones de Compra a un precio de ejercicio de US\$7.05 por Acción Serie A, con vencimiento el 23 de Febrero de 2032 y (v) 67,297 Opciones de Compra a un precio de ejercicio de US\$17.83 por Acción Serie A, con vencimiento el 23 de Febrero de 33.

A la fecha de este reporte anual, nuestro Director de Operaciones poseía (i) 1,296,430 Acciones Serie A, (ii) 379,169 Opciones de Compra ejercidas, (iii) 429,940 Opciones de Compra no ejercidas (de las cuales 89,869 se ejercen dentro de los 60 días), (iv) 216,915 Acciones Restringidas (de las cuales 61,444 se ejercen dentro de los 60 días) y (v) 598,736 acciones restringidas de rendimiento. Los precios de ejercicio y fechas de vencimiento de las Opciones de Compra mantenidas por el Directivo de Operaciones son los siguientes: (i) 317,308 Opciones de Compra a un precio de ejercicio de US\$6.70 por acción, con vencimiento el 19 de febrero de 2024, (ii) 89,869 Opciones de Compra a un precio de ejercicio de US\$2.10 por Acción Serie A, con vencimiento el 29 de abril de 2030, (iii) 149,051 Opciones de Compra a un precio de ejercicio de US\$2.85 por Acción Serie A, con vencimiento el 25 de febrero de 2031, (iv) 185,583 Opciones de Compra a un precio de ejercicio de US\$7.05 por Acción Serie A, con vencimiento el 23 de Febrero de 2032 y (v) 67,297 Opciones de Compra a un precio de ejercicio de US\$17.83 por Acción Serie A, con vencimiento el 23 de Febrero de 33.

A la fecha de este reporte anual, nuestro Director de Planeamiento Estratégico y Relación con Inversionistas poseía (i) 1,038,484 Acciones Serie A, (ii) 287,006 Opciones de Compra ejercidas, (iii) 390,854 Opciones de Compra no ejercidas (de las cuales 81,699 se ejercen dentro de los 60 días), (iv) 197,194 Acciones Restringidas (de las cuales 55,858 se ejercen dentro de los 60 días) y (v) 544,305 acciones restringidas de rendimiento. Los precios de ejercicio y fechas de vencimiento de las Opciones de Compra mantenidas por el Director de Planeamiento Estratégico y Relación con Inversionistas son los siguientes: (i) 230,769 Opciones de Compra a un precio de ejercicio de US\$6.70 por acción, con vencimiento

el 19 de febrero de 2024, (ii) 81,699 Opciones de Compra a un precio de ejercicio de US\$2.10 por Acción Serie A, con vencimiento el 29 de abril de 2030, (iii) 135,501 Opciones de Compra a un precio de ejercicio de US\$2.85 por Acción Serie A, con vencimiento el 25 de febrero de 2031 y (iv) 168,712 Opciones de Compra a un precio de ejercicio de US\$7.05 por Acción Serie A, con vencimiento el 23 de Febrero de 2032 y (v) 61,179 Opciones de Compra a un precio de ejercicio de US\$17.83 por Acción Serie A, con vencimiento el 23 de Febrero de 33.

Excepto por lo establecido anteriormente, ninguno de nuestros directores o ejecutivos tenía Acciones Restringidas, Títulos Opcionales u Opciones de Compra, en cada caso y en relación con cada valor, que representen el 1% o más de nuestras acciones en circulación a la fecha de este reporte anual.

A esta fecha, la Emisora no está controlada directa ni indirectamente por otra empresa, por un gobierno extranjero, o por cualquier otra persona física o moral. Adicionalmente, manifestamos que no tenemos conocimiento de ningún compromiso que pudiera significar un cambio de control en nuestra estructura corporativa.

Empleados

Al 31 de diciembre de 2022, teníamos 465 empleados, de los cuales 448 son de Argentina y 17 de México.

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

	Al 31 de diciembre de 2022	Al 31 de diciembre de 2021	Al 31 de diciembre de 2020
Vista	465	411	382

Al 31 de diciembre de 2022, al 31 de diciembre de 2021 y al 31 de diciembre de 2020, 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 no hemos experimentado ningún problema o trastorno laboral significativo y nuestras relaciones con los sindicatos son estables. Sin embargo, no podemos garantizar que en el futuro no tendremos conflictos con nuestros empleados, incluyendo con nuestros trabajadores sindicalizados durante las negociaciones de nuestros contratos colectivos de trabajo, mismos que podrían desembocar en huelgas u otros trastornos que podrían tener un impacto negativo en nuestras operaciones. Para mayor información acerca de los riesgos relacionados con los conflictos laborales, véase la sección “*FACTORES DE RIESGO - Riesgos relacionados con nuestra Compañía* - Contamos con una fuerza laboral altamente sindicalizada y podríamos estar sujetos a acciones laborales tales como huelgas, las cuales podrían tener un efecto material adverso en nuestro negocio”.

Además, al 31 de diciembre de 2022 teníamos contratados aproximadamente 700 empleados subcontratados que acceden diariamente a nuestras operaciones para proveer servicios. Aunque contamos con políticas relativas al cumplimiento de nuestras obligaciones laborales y de seguridad social para con nuestros contratistas, no podemos garantizar que los empleados de estos últimos no interpondrán acciones

legales en nuestra contra con miras a obtener el pago de indemnizaciones, debido a que existe una serie de precedentes judiciales argentinos en materia laboral que establecieron que el beneficiario final de los servicios de los empleados es responsable solidario y solidario, junto con el contratista que es el empleador formal del empleado. Ver sección "*FACTORES DE RIESGO - Riesgos Relacionados con nuestra Compañía*" - Nos enfrentamos a riesgos relacionados con ciertos procedimientos legales".

Estamos firmemente comprometidos a proporcionar las herramientas necesarias para que nuestra fuerza laboral crezca técnicamente y avance en sus carreras dentro de la Empresa. Hemos diseñado un plan de desarrollo profesional para la formación técnica: el programa de carrera técnica. En primer lugar, identificamos una matriz de competencias críticas necesarias para los distintos puestos técnicos. Realizamos un análisis de las carencias de nuestra plantilla e identificamos las competencias necesarias para mejorar la cualificación de nuestros equipos. Cada carrera tiene un mentor técnico y una persona que evalúa el progreso de los individuos en cada paso de su carrera. Creemos que Vista cuenta con mentores excepcionales y experimentados que provienen de entornos técnicos y han estado específicamente involucrados con Vaca Muerta desde el inicio del desarrollo.

ACCIONISTAS PRINCIPALES

A la fecha de este reporte anual, nuestro capital social está representado por un total de 92,883,542 Acciones Serie A en circulación, que representan la porción variable del capital social de Vista, las cuales se encuentran inscritas en el RNV y listadas en la BMV; y 2 Acciones Serie C en circulación, que representan la porción fija del capital social de Vista, las cuales se encuentran inscritas en el RNV y listadas en la BMV. Cada una de estas acciones otorga la misma clase de derechos y obligaciones a sus tenedores, incluyendo derechos corporativos y económicos.

La siguiente tabla muestra cierta información que conocemos de nuestros accionistas que son beneficiarios finales de más del 5% de Acciones Serie A y Acciones Serie C a la fecha del presente reporte anual (excepto como se indica a continuación), que es la fecha más reciente en la que tenemos información disponible. Al calcular el número de Acciones Serie A de propiedad exclusiva de una persona o entidad y el porcentaje de propiedad de esa persona física o moral, consideramos que están en circulación todas las Acciones Serie A sujetas a opciones de compra de acciones o acciones restringidas en poder de esa persona física o moral, actualmente ejercibles o que pasarán a ser ejercibles o adquiridas, según corresponda, dentro de los 60 días siguientes a la fecha del presente reporte anual. Las Acciones Serie A que pueden ser emitidas conforme a opciones de compra de acciones o acciones restringidas se consideran en circulación para efectos de calcular el porcentaje de propiedad de la persona física o moral que posee dichas opciones, pero no se consideran en circulación para calcular el porcentaje de cualquier otra persona física o moral.

Accionistas	Cantidad	% de la Serie
Acciones Serie A		
Kensington Investments B.V. ⁽¹⁾	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 reporte anual, 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 reporte anual).

Al 31 de diciembre de 2022 había 65,575,624 de ADSs en circulación (representando derechos sobre 65,575,624 de Acciones Serie A o el 74% de las Acciones Serie A en circulación). Al 31 de diciembre de 2022, había dos tenedores registrados de ADS en los Estados Unidos. No es factible determinar el número de nuestros ADSs o Acciones Serie A en propiedad dentro de los Estados Unidos. Asimismo, no podemos determinar fácilmente el domicilio de los beneficiarios finales representados por los tenedores registrados de ADS en los Estados Unidos o el domicilio de los beneficiarios finales de nuestras Acciones Serie A, ya sea directa o indirectamente.

A la fecha del presente reporte anual, la Compañía no está controlada directa o indirectamente por otra compañía, un gobierno, o por ningún otra persona o entidad legal. Además, no tenemos conocimiento de ningún compromiso que pudiera representar un cambio de control en nuestra estructura corporativa.

OPERACIONES CON PARTES RELACIONADAS

En el curso ordinario negocios celebramos operaciones con nuestros accionistas y con las sociedades en las que, directa o indirectamente, somos propietarios o controlamos. Las operaciones con dichas partes relacionadas se han celebrado de forma consistente con operaciones ordinarias de negocios, en términos y condiciones de mercado y de conformidad con la legislación aplicable.

La siguiente tabla muestra la totalidad de operaciones que hemos celebrado con partes relacionadas en cada periodo/año relevante.

Remuneración de personal clave

	Al 31 de diciembre de 2022	Al 31 de diciembre de 2021	Al 31 de diciembre de 2020
Beneficios de corto plazo	12,990	11,626	7,273
Transacciones de pagos basados en acciones	13,119	8,875	8,699
Compensación total pagada al personal clave	26,109	20,501	15,972

Las cantidades incluidas en la tabla son las cantidades reconocidas como gastos durante el periodo/año relevante en relación con el personal administrativo clave

Acciones de Suscripción Futura y Títulos Opcionales de Suscripción Futura

El 12 de febrero de 2019, completamos la venta a Kensington de 5,000,000 de Acciones Serie A y 5,000,000 de Título Opcionales por un monto de US\$50.0 millones de conformidad con el Contrato de Suscripción Futura de Valores y, adicionalmente, 500,000 Acciones Serie A por un monto de US\$5.0 millones de conformidad con ciertos convenios de suscripción entre Vista y Kensington. Los Títulos Opcionales de Suscripción Futura están sujetas a los mismos términos que los Títulos Opcionales del Promotor y se ejercieron conforme a la modificación del acta de emisión de títulos opcionales aprobada en la Asamblea de Tenedores de Títulos Opcionales del 4 de octubre de 2022. Para mayor información, favor de consultar la sección “*INFORMACIÓN DE LA COMPAÑÍA – Acontecimientos Recientes*” del presente reporte anual.

Participación de expertos y consejeros

No aplica

PROCEDIMIENTOS LEGALES

De tiempo en tiempo, dentro del curso habitual de nuestras operaciones, nos vemos involucrados en diversas demandas, reclamaciones y procedimientos, incluyendo por cuestiones laborales, comerciales, ambientales y de salud y seguridad. Por ejemplo, de tiempo en tiempo recibimos notificaciones por parte de las autoridades correspondientes relacionados con el cumplimiento de nuestras obligaciones relacionados con asuntos ambientales y de salud y seguridad. No podemos determinar si alguno de estos asuntos tendrá un efecto adverso significativo en nuestra situación financiera, resultados de operación o liquidez en términos consolidados.

Para mayor información sobre los procedimientos legales véase la nota 22.3 y 28 de los Estados Financieros Auditados.

POLÍTICA DE DIVIDENDOS

De conformidad con la ley aplicable, sujeto al cumplimiento de ciertos requisitos de quórum, únicamente los accionistas en una asamblea general de accionistas tendrán la facultad de decretar el pago de dividendos. Aunque no es requerido por la ley aplicable, las decisiones de decretar dividendos generalmente se realizan siguiendo la recomendación del Consejo de Administración. Adicionalmente, de conformidad con la ley aplicable, sólo se pagarán dividendos de las utilidades retenidas, según se determinen en los estados financieros que hayan sido aprobados en una asamblea general de accionistas, una vez que todas las pérdidas de ejercicios fiscales anteriores, en su caso, hayan sido satisfechas y después de que al menos el 5% de la utilidad neta (después de la participación en utilidades y otras deducciones requeridas por las leyes aplicables) haya sido asignada a la reserva legal, hasta por un monto equivalente al 20% de nuestro capital social pagado. Nunca hemos decretado el pago ni hemos pagado dividendos en efectivo con respecto a las acciones de nuestro capital social.

Nuestro Consejo de Administración no está considerando actualmente la adopción de una política de dividendos. Los cambios en nuestros resultados operativos y financieros, incluyendo aquellos derivados de eventos extraordinarios, y los riesgos descritos en la sección “*FACTORES DE RIESGO*” del presente reporte anual que afectan nuestra condición financiera y liquidez, podrían limitar cualquier distribución de dividendos y su monto. No podemos asegurar que pagaremos dividendos en el futuro o en cuanto a la cantidad de dividendos, si los hubiere.

El monto y el pago de los dividendos futuros, si los hubiere, estará sujeto a las leyes aplicables y dependerán de una variedad de factores que puedan ser considerados por nuestro Consejo de Administración o nuestros accionistas, incluyendo nuestros resultados operativos futuros, condición financiera, requerimientos de capital, inversiones en adquisiciones potenciales u otras oportunidades de crecimiento, restricciones legales, restricciones contractuales en nuestros instrumentos de deuda, actuales y futuros, y nuestra capacidad para obtener fondos de nuestras subsidiarias. Dichos factores pueden limitar o impedir el pago de dividendos futuros y pueden ser considerados por nuestro Consejo de Administración al recomendar, o por nuestros accionistas al aprobar, el pago de cualquier dividendo futuro.

Somos una compañía controladora y nuestros ingresos, y por lo tanto nuestra capacidad de pagar dividendos, depende de los dividendos y otras distribuciones que recibimos de nuestras subsidiarias. El pago de dividendos u otras distribuciones por parte de nuestras subsidiarias dependerá de sus resultados operativos, condición financiera, planes de gastos de capital y otros factores que sus respectivos consejos de administración consideren relevantes. Los dividendos sólo pueden ser pagados con cargo a reservas distribuibles y nuestras subsidiarias están obligadas a asignar ganancias a sus respectivos fondos de reserva legal antes de pagar dividendos. Además, los acuerdos en contratos de crédito, si los hubiere, de nuestras subsidiarias, pueden limitar su capacidad para declarar o pagar dividendos.

En el caso de que declaráramos que los dividendos se pagarían en Pesos mexicanos a través de Indeval a cada custodio, el cual deduciría cualquier impuesto de retención aplicable. En el caso de las Acciones Serie A representadas por ADS, el depositario convertirá los dividendos en efectivo que reciba en Pesos mexicanos a Dólares al tipo de cambio vigente, y posteriormente distribuirá el monto así convertido a los tenedores de ADS, neto de los gastos de conversión del depositario. Las fluctuaciones en el cambio del Peso – Dólares, podrán afectar el monto de los dividendos que recibirían los tenedores.

Los dividendos pagados con cargo a nuestras utilidades distribuibles que no hayan estado sujetas al impuesto sobre la renta (es decir, que no provengan de nuestra cuenta de utilidad fiscal neta (CUFIN)) están sujetos a un impuesto a nivel corporativo a nuestro cargo. Tenemos derecho a aplicar cualquier impuesto sobre la distribución de utilidades como un crédito contra el impuesto sobre la renta de las

sociedades mexicanas correspondiente al ejercicio fiscal en el que se pagó el dividendo o contra el impuesto sobre la renta de las sociedades mexicanas de los dos ejercicios fiscales siguientes a la fecha en que se pagó el dividendo. Los dividendos pagados con cargo a nuestras utilidades distribuibles que hayan estado sujetas al impuesto sobre la renta de las sociedades (es decir, que se deriven de la CUFIN de la empresa) no están sujetos a este impuesto sobre la renta de sociedades.

El 16 de marzo de 2022, el Consejo de Administración de la Sociedad convocó una Asamblea General Ordinaria y Extraordinaria de Accionistas, para proponer, discutir y, en su caso, aprobar una propuesta que permita destinar hasta US\$23.84 millones (es decir, el total de los beneficios netos del ejercicio 2021, incluyendo los beneficios retenidos (resultados acumulados) menos US\$1.26 millones, que se destinarán a constituir la reserva legal) a la compra de acciones propias de la Sociedad durante el año 2022. Si el importe máximo de los fondos reservados para la compra no se utiliza en su totalidad antes del 31 de diciembre de 2022, la Sociedad podrá utilizar el importe restante para recomprar sus propias acciones durante 2023. El importe de los fondos aplicables a utilizar en 2023 podrá ser aumentado o modificado por cualquier junta de accionistas posterior. La propuesta fue aprobada posteriormente por la Asamblea General Ordinaria y Extraordinaria de Accionistas del 26 de abril de 2022.

El 26 de octubre de 2022, el Consejo de Administración de la Sociedad convocó una Asamblea General Ordinaria de Accionistas, para proponer, discutir y, en su caso, aprobar que se destinen hasta US\$25.63 millones (es decir, el total de los beneficios netos de los nueve primeros meses de 2022, incluidos los beneficios retenidos (resultados acumulados) menos US\$1.35 millones, que se destinarán a constituir la reserva legal) para efectos de que se utilicen para la compra de acciones propias de la Sociedad durante 2022. En caso de que el importe máximo de los fondos reservados para la compra no se utilice en su totalidad antes del 31 de diciembre de 2022, la Sociedad podrá utilizar el importe restante para recomprar sus propias acciones durante 2023. El importe de los fondos aplicable a ser utilizados en 2023 podrá ser incrementado o modificado por cualquier asamblea de accionistas posterior. La propuesta fue posteriormente aprobada por la Asamblea de Accionistas del 7 de diciembre de 2022.

El 24 de abril de 2023, la Asamblea de Accionistas aprobó una modificación del importe máximo de recursos que pueden utilizarse para la compra de acciones propias de la Sociedad (o valores representativos de dichas acciones) para el ejercicio fiscal 2023 de US\$20.1 millones, monto originalmente aprobado, a US\$50,0 millones, cuyo remanente, en su caso, podrá destinarse a los mismos fines para el ejercicio de 2024.

CAMBIOS SIGNIFICATIVOS

No hay cambios significativos en la información financiera incluida en los Estados Financieros Auditados más recientes contenidos en el presente reporte anual.

HISTORIAL EN EL MERCADO DE VALORES

Nuestro capital social está compuesto por acciones comunes, sin expresión de valor nominal. Cada acción da derecho a su tenedor a un voto en las asambleas de accionistas. Todas las acciones en circulación están totalmente pagadas y nuestras acciones ordinarias se cotizan en la BMV desde 2017. Desde el 26 de julio de 2019, nuestros ADSs han sido listados en la NYSE. Los ADS han sido emitidos por el Banco de Nueva York como depositario. Cada ADS representa una acción ordinaria.

Comportamiento en el Mercado de Valores

Del 1 de enero de 2022 al 31 de diciembre de 2022 (i) 88,406,478 Acciones Serie A, y (ii) 99,680,000 Títulos Opcionales cotizaron en la BMV.

A continuación, se presenta un resumen de los precios de la Acción Serie A y los Títulos Opcionales en el último año, el comportamiento por trimestres en 2022, así como la evolución mensual del último bimestre del año 2022 y de los tres primeros meses transcurridos del 2023 (todas las cifras en Pesos):

Acciones Serie A

	2022
Cierre del período	\$309
Máximo	\$309
Mínimo	\$110
Volumen operado (miles de acciones)	5,350,024
Promedio del período	\$190

	3° Trimestre 2022	4° Trimestre 2022
Cierre del período	\$201	\$309
Máximo	\$208	\$309
Mínimo	\$125	\$201
Volumen operado (miles de acciones)	1,192,277	602,722
Promedio del período	\$177	\$261

	Octubre 2022	Noviembre 2022	Diciembre 2022	Enero 2023	Febrero 2023	Marzo 2023
Cierre del período	\$260	\$250	\$309	\$309	\$334	\$370
Máximo	\$267	\$276	\$309	\$320	\$345	\$370
Mínimo	\$201	\$247	\$249	\$262	\$285	\$305
Volumen operado (miles de acciones)	93,937	32,866	475,919	719,767	64,759	74,935
Promedio del período	\$244	\$264	\$276	\$301	\$323	\$336

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

Títulos Opcionales

	2022
Cierre del período	\$4
Máximo	\$5
Mínimo	\$4
Volumen operado (miles de títulos)	430,096
Promedio del período	\$5

	3° Trimestre 2022	4° Trimestre 2022
Cierre del período	\$4	\$4
Máximo	NA	NA
Mínimo	NA	NA
Volumen operado (miles de títulos)	NA	5
Promedio del periodo	NA	NA

	Octubre 2022	Noviembre 2022	Diciembre 2022	Enero 2023	Febrero 2023	Marzo 2023
Cierre del período	\$4	\$4	\$4	\$5	\$5	\$5
Máximo	NA	NA	NA	\$5	NA	NA
Mínimo	NA	NA	NA	\$5	NA	NA
Volumen operado (miles de títulos)	NA	NA	5	80,025	NA	NA
Promedio del período	NA	NA	NA	\$5	NA	NA

El 2 de marzo de 2023, Vista concluyó el trámite ante la CNBV para actualizar la inscripción de los Títulos Opcionales de Vista en el RNV. El 15 de marzo de 2023, Vista ejerció de forma automática la totalidad de los Títulos Opcionales en circulación resultando en la terminación anticipada de todos los Títulos Opcionales en circulación. Los tenedores de los Títulos Opcionales recibieron 1 acción serie A por cada 31 Títulos Opcionales de los que era titular. Los tenedores sólo recibieron acciones serie A enteras (no fracciones). Además, los tenedores de Títulos Opcionales recibieron un pago en pesos por las fracciones que poseían. A la fecha de este reporte anual, no hay Títulos Opcionales en circulación.

INFORMACIÓN DE MERCADO

Mercado de nuestras acciones

Nuestros ADS cotizan en la NYSE bajo la clave de cotización "VIST". Cada ADS emitido por el depositario representa derechos a una de nuestras Acciones Serie A. Nuestras Acciones Serie A cotizan en la BMV bajo la clave de cotización "VISTA". A la fecha del presente reporte anual, la porción variable de nuestro capital social en circulación estaba compuesto por 92,883,542 Acciones Serie A, registradas en el RNV y listadas en la BMV. La porción variable de nuestro capital social es de monto ilimitado de conformidad con nuestros estatutos sociales y las leyes aplicables, mientras que la porción fija de nuestro capital social está dividida en dos Acciones Serie C, registradas en la RNV y listadas en la BMV.

Operaciones en la BMV

La BMV, ubicada en la Ciudad de México, es una de las dos bolsas de valores que operan actualmente en el país. Operando de forma continua desde 1907, la BMV está constituida como una sociedad anónima bursátil de capital variable. El horario de cotización de los valores inscritos en la BMV se realiza todos los Días Hábiles de 8:30 a.m. a 3:00 p.m. (tiempo de la Ciudad de México), sujeto a ajustes para operar en forma sincronizada con algunos mercados en Estados Unidos.

Desde enero de 1999, todas las operaciones en la BMV se realizan de manera electrónica. La BMV puede imponer una serie de medidas para promover un sistema de precios ordenado y transparente, incluyendo la operación de un sistema que suspende la cotización de las acciones de una emisora en particular cuando las fluctuaciones de precios excedan ciertos límites.

La liquidación de las transacciones con valores de renta variable en la BMV se efectúa 2 Días Hábiles después de que se acuerda una transacción con acciones. No se permite la liquidación diferida sin la aprobación de la BMV, aun cuando se haya acordado mutuamente. Los valores que se cotizan en la BMV están depositados en Indeval, institución privada para el depósito de valores que actúa como una institución liquidadora, depositaria y de custodia, así como un agente de liquidación, transmisión y registro de las operaciones celebradas a través de la BMV, eliminando la necesidad de transmitir los valores en forma de títulos físicos. Las transacciones deben ser liquidadas en Pesos mexicanos, excepto en circunstancias limitadas y con respecto a transacciones limitadas en las que se puede permitir la liquidación en moneda extranjera.

Regulación del mercado

En 1924 se creó la Comisión Nacional Bancaria para regular la actividad bancaria y, en 1946, se creó la Comisión Nacional de Valores para regular la actividad en el mercado de valores. Estas dos entidades se fusionaron en 1995 para formar la CNBV.

Entre otras cosas, la CNBV regula la oferta pública y la negociación de valores, las empresas públicas y los participantes en el mercado de valores mexicano (incluyendo las casas de bolsa y la BMV), e impone sanciones por el uso ilegal de información privilegiada y otras violaciones de la LMV. La CNBV regula y supervisa el mercado de valores mexicano, a la BMV, al Indeval y a las casas de bolsa a través de una junta de gobierno compuesta por trece personas.

Ley del Mercado de Valores

La LMV fue publicada en el Diario Oficial de la Federación el 30 de diciembre de 2005 y entró en vigor el 28 de junio de 2006. La LMV cambió la regulación de valores mexicana en diversos aspectos

importantes, las reformas pretendieron alinear aún más las leyes mexicanas con las leyes de mercado de valores y de gobierno corporativo vigentes en otras jurisdicciones que mantenían mercados de valores más desarrollados.

En particular, la LMV:

- incluye exenciones de colocación privada dirigidas a inversionistas institucionales y calificados mexicanos, y especifica los requisitos que deben cumplirse para que un emisor o suscriptor caiga dentro de la exención;
- incluye normas mejoradas para las ofertas de licitación, dividiéndolas en voluntarias u obligatorias;
- establece las normas de información de las participaciones aplicables a los accionistas de las empresas públicas;
- amplía y refuerza el papel del consejo de administración de las empresas públicas;
- define el papel del director general y otros funcionarios de las empresas públicas;
- define las normas aplicables al Consejo de Administración y los deberes y responsabilidades potenciales y sanciones aplicables a cada Consejero, al Consejero Delegado y a los demás Consejeros ejecutivos y al Comité de Auditoría y Gobierno Corporativo (introduciendo conceptos como los deberes de diligencia, lealtad y amparo para las actuaciones atribuibles a los Consejeros y Directivos);
- reemplaza al comisario con el comité de auditoría y gobierno corporativo y establece el comité de auditoría y gobierno corporativo con responsabilidades claras y definidas;
- mejora los derechos de los accionistas minoritarios (incluido el derecho a iniciar juicios derivados de los accionistas);
- define las sanciones aplicables en caso de violación de la ley;
- proporciona flexibilidad para permitir que las firmas de corretaje mexicanas reguladas se dediquen a ciertas actividades limitadas;
- regula las bolsas de valores, las cámaras de compensación, los mercados de futuros y derivados y las agencias de calificación crediticia;
- establece sanciones (incluso penales), derivadas de violaciones a la LMV y su reglamento;
- establece que las empresas públicas se consideran como una unidad económica con las entidades que controlan a efectos contables y de otro tipo;
- introduce conceptos como consorcios, grupos de personas o entidades vinculadas, control y poder de decisión;
- define las normas relativas a los tipos de valores que pueden ser ofertados por las empresas públicas;
- establece información para la recompra de acciones; y
- especifica los requisitos para la aplicación de las medidas tendientes a evitar la absorción por otra empresa (*take-over*).

En marzo de 2003, la CNBV emitió la Circular Única de Emisoras, y en septiembre de 2004, la CNBV emitió las Disposiciones de Carácter General Aplicables a las Casas de Bolsa. La Circular Única de

Emisoras, que derogó varias normas previamente emitidas por la CNBV, establece un conjunto consolidado de normas que rigen las ofertas públicas, los requisitos de información y la actividad de los emisores, entre otras cosas.

El 10 de enero de 2014 se publicó en el Diario Oficial de la Federación un decreto por el que se modificaron 34 leyes financieras, entre ellas la LMV (en su conjunto, la “Reforma Financiera”). Las modificaciones a la LMV entraron en vigor el 13 de enero de 2014, con excepción de ciertas disposiciones sobre el uso de información privilegiada y otras políticas relacionadas que deben ser implementadas por algunas entidades. Además, se concedieron periodos de gracia de 6 meses a un año a ciertas entidades que están obligadas a cumplir con estas enmiendas, como los corredores de bolsa y los asesores de inversiones, para cumplir con los nuevos requisitos de la Reforma Financiera.

Requisitos para obtener la inscripción y el listado

Para ofrecer valores al público en México, una emisora debe cumplir con los requisitos concretos cualitativos y cuantitativos previstos en la regulación aplicable. Además, únicamente los valores que han sido inscritos en el RNV de conformidad con una autorización emitida por la CNBV son aptos a ser listados en la BMV.

La Circular Única de Emisoras requiere que la BMV adopte requisitos mínimos para las emisoras que buscan cotizar sus valores en México. Estos requisitos se refieren, entre otras cosas, al historial operativo, la estructura financiera y de capital, y los fondos de inversión públicos mínimos aplicables a las acciones de las empresas públicas. La Circular Única de Emisoras también requiere que la BMV implemente requisitos mínimos (incluyendo colocación pública mínima) para que los emisores mantengan su cotización en México. Estos requisitos se refieren a la situación financiera del emisor, la estructura del capital y el capital flotante, entre otros. La CNBV puede renunciar a algunos de estos requisitos en determinadas circunstancias. Además, algunos de los requisitos son aplicables a cada serie de acciones del emisor correspondiente.

La aprobación de la CNBV para su registro ante el RNV no implica ningún tipo de certificación o garantía relacionada con la calidad de la inversión de los valores, la solvencia del emisor, o la exactitud de la información entregada a la CNBV o incluida en cualquier documento de oferta.

La BMV revisará el cumplimiento de los requisitos anteriores y otros requisitos sobre una base anual, semestral y trimestral. También podrá hacerlo en cualquier otro momento. La BMV deberá informar a la CNBV de los resultados de su revisión y esta información debe, a su vez, ser revelada a los inversionistas. Si una emisora no cumple con alguno de los requisitos anteriores, la BMV solicitará que la emisora proponga un plan para subsanar la violación. Si la emisora no propone un plan, o si el plan no es satisfactorio para la BMV o si la emisora no logra un progreso sustancial con respecto a las medidas correctivas, la negociación de la serie de acciones correspondiente en la BMV será temporalmente suspendida. Asimismo, si una emisora no implementa el plan en su totalidad, la CNBV podrá cancelar el registro de las acciones, en cuyo caso el accionista mayoritario o cualquier grupo controlador deberá realizar una oferta pública de adquisición de todas las acciones en circulación de la emisora de conformidad con las disposiciones de la LMV (bajo las cuales todos los tenedores deben ser tratados de la misma manera).

Obligaciones de entrega de información

Las emisoras con valores listados están obligadas a presentar estados financieros trimestrales no auditados y estados financieros anuales auditados, así como diversos informes periódicos a la CNBV y a la BMV. Las emisoras mexicanas de valores listados deben presentar los siguientes informes a la CNBV:

- Un reporte anual elaborado de conformidad con la Circular Única de Emisoras a más tardar el 30 de abril de cada año, el cual debe incluir, entre otros, (i) los estados financieros anuales auditados y, (ii) un reporte de las actividades realizadas por los Comités de Auditoría y de Prácticas Societarias.
- Reportes trimestrales, dentro de los 20 Días Hábiles siguientes a la finalización de cada uno de los tres primeros trimestres y dentro de los 40 días siguientes a la finalización del cuarto trimestre;
- Informes que revelen eventos relevantes inmediatamente después de que sucedan;
- Informes y memorandos de divulgación que revelen reestructuraciones corporativas, tales como fusiones, escisiones, adquisiciones o ventas de activos, aprobadas o a ser aprobadas por la asamblea de accionistas o por el Consejo de Administración;
- Informes sobre las políticas y lineamientos respecto al uso de los activos de la sociedad (o sus subsidiarias) por parte de personas relacionadas.
- Los detalles relativos a los contratos entre accionistas.

De conformidad con la Circular Única de Emisoras, las normas internas de la BMV han sido modificadas para implementar el Sistema Electrónico de Envío y Difusión de Información, o SEDI, para la información que deba ser presentada a la BMV. Las emisoras con valores listados deberán elaborar y divulgar su información financiera a través de la BMV por medio del SEDI. Inmediatamente después de su recepción, la BMV pone la información financiera presentada a través del SEDI a disposición del público.

La Circular Única de Emisoras y las disposiciones de la BMV requieren a las emisoras con valores listados presentar información a través del SEDI que se refiera a cualquier acto, evento o circunstancia que pudiera influir en el precio del valor de una emisora. Si los valores listados experimentan volatilidad inusual en los precios, la BMV de inmediato solicitará que la emisora informe al público inversionista sobre las causas de dicha volatilidad o, si la emisora no tiene conocimiento de las causas, que realice una declaración para tal efecto. Además, la BMV solicitará de inmediato a la Emisora que revele cualquier información relacionada con los eventos relevantes pertinentes, cuando considere que la información revelada en la actualidad es insuficiente, así como instruir a la Emisora que aclare la información cuando sea necesario. La BMV podrá solicitar que las emisoras confirmen o nieguen cualquier evento relevante que haya sido revelado al público por terceros cuando considere que el evento relevante puede afectar o influir en los valores que se negocian. La BMV deberá informar inmediatamente a la CNBV de cualquiera de dichas solicitudes. Además, la CNBV también puede hacer cualquiera de estas solicitudes directamente a las emisoras. Una emisora podrá aplazar la divulgación de eventos relevantes en algunas circunstancias, siempre y cuando:

- la información esté relacionada con las operaciones que estén pendientes de cierre, ejecución o entrada en vigor;
- no exista información pública en relación con el evento relevante; y
- no haya fluctuación inusual en el precio o en el volumen.

Si una emisora opta por aplazar la divulgación de material, debe aplicar las medidas de confidencialidad adecuadas (incluyendo el mantenimiento de un registro con los nombres de las partes en posesión de información confidencial y la fecha en la que cada una de ellas tuvo conocimiento de ésta).

De igual manera, si los valores de una emisora se negocian tanto en la BMV como en una bolsa de valores extranjera, la emisora debe presentar simultáneamente ante la CNBV y la BMV la información que está obligada a presentar de conformidad con las leyes y reglamentos de la jurisdicción extranjera.

Suspensión de Cotización

Además de las facultades que le confiere el Reglamento Interno, la CNBV y la BMV pueden suspender la negociación de los valores de una emisora en caso de:

- la falta de revelación de eventos materiales;
- el incumplimiento de sus obligaciones por parte de la emisora en cuanto a brindar información de forma oportuna o adecuada;
- excepciones significativas o comentarios contenidos en la opinión del auditor sobre los estados financieros de la emisora, o determinación de que dichos estados financieros se encuentran preparados de conformidad con los procedimientos y políticas contables aplicables; o
- la volatilidad en el precio o el volumen o cambios en la negociación de los valores pertinentes que no sean consistentes con el desempeño histórico de los valores y que no puedan ser explicados únicamente a través de la información puesta a disposición del público de conformidad con La Circular Única de Emisoras.

La BMV debe informar inmediatamente a la CNBV y al público en general de cualquier suspensión. La emisora podrá solicitar a la CNBV o a la BMV que permita la reanudación de las operaciones si demuestra que las causas que motivaron la suspensión han sido resueltas y que cumple con los requisitos de información periódica. Si la solicitud de la emisora ha sido concedida, la BMV determinará el mecanismo apropiado para reanudar la negociación (que puede incluir un proceso de licitación para determinar los precios aplicables). Si la negociación de los valores de una emisora se suspende por más de 20 Días Hábiles y dicha emisora está autorizado a reanudar la negociación sin llevar a cabo una oferta pública, la emisora debe divulgar a través del SEDI las causas que dieron lugar a la suspensión y las razones por las que está autorizado a reanudar la negociación, antes de que la negociación puede reanudarse.

De conformidad con la regulación actualmente en vigor, la BMV podrá considerar las medidas adoptadas por otras bolsas de valores fuera de México para suspender y/o reanudar la negociación de las acciones de una emisora en los casos en que los valores en cuestión cotizan simultáneamente en bolsas de valores situadas fuera de México.

Uso de información privilegiada, restricciones aplicables a la celebración de operaciones, y obligaciones de revelación

La LMV contiene normas específicas sobre el uso de información privilegiada, incluyendo el requisito de que las personas en posesión de información considerada privilegiada se abstengan de lo siguiente: (i) realizar operaciones directa o indirecta en cualquier valor de una emisora cuyo precio de cotización pudiera verse afectado por dicha información, (ii) de hacer recomendaciones o asesorar a terceras personas para el negociar con dichos valores, y (iii) proporcionar o transmitir dicha información (excepto en aquellos casos en que el receptor deba conocerla como resultado de su función o cargo).

Conforme a la LMV, las siguientes personas deberán notificar a la CNBV cualquiera de las operaciones que se hayan realizado en relación con los valores de una emisora admitida a cotización, ya sea caso por caso o trimestralmente:

- los miembros del consejo de administración de la emisora;
- los accionistas que tengan 10% o más del capital social en circulación listado de la emisora; y
- funcionarios.

Estas personas también deben informar a la CNBV del efecto de las transacciones dentro de los 5 días siguientes a su realización. Además, las personas con información privilegiada deben abstenerse de comprar o vender valores del emisor dentro de los tres meses siguientes a la última venta o compra, respectivamente.

Asimismo, los directivos y funcionarios relevantes que sean titulares del 1% o más de las acciones en circulación de una empresa listada mexicana, deben revelar sus participaciones y la emisora correspondiente. Sujeto a ciertas excepciones, cualquier adquisición de acciones de una empresa listada que resulte en que el comprador posea el 10% o más, pero menos del 30%, del capital social en circulación de una emisora, debe ser divulgada públicamente a la CNBV y a la BMV a más tardar 1 Día Hábil después de la adquisición.

Cualquier adquisición o disposición por parte de ciertas personas con información privilegiada que resulte en un aumento o disminución del 5% o más de la participación de dicha persona en acciones de la empresa listada con la que esté relacionada, también deberá ser divulgada públicamente a la CNBV y a la BMV, a más tardar 1 Día Hábil después de la adquisición o disposición de la misma. La LMV requiere que los valores convertibles, Títulos Opcionales y derivados que se liquiden en especie se consideren en el cálculo de los porcentajes de participación de las empresas públicas.

Ofertas públicas de adquisición

La LMV contiene disposiciones relativas a las ofertas públicas de adquisición de acciones. De conformidad con la LMV, las ofertas públicas de adquisición pueden ser voluntarias u obligatorias. Ambas están sujetas a la aprobación previa de la CNBV y deben cumplir con los requisitos legales generales y reglas aplicables. Cualquier adquisición de acciones de una sociedad anónima bursátil que implique que el comprador sea titular de 30% o más, pero menos de un porcentaje el que le permita adquirir el control de las acciones con derecho a voto de la misma, requiere que el comprador lleve a cabo una oferta pública de adquisición forzosa por el que resulte más alto entre (a) el porcentaje del capital social que se pretende adquirir o (b) el 10% del capital social en circulación de la emisora. Finalmente, en caso de cualquier adquisición de acciones de una sociedad anónima bursátil que pretenda obtener el control de las acciones con derecho a voto, el comprador potencial estará obligado a llevar a cabo una oferta pública de adquisición forzosa por el 100% de las acciones representativas del capital social en circulación de la empresa (sin embargo, en ciertas circunstancias, la CNBV podrá autorizar que se lleve a cabo una oferta por menos de dicho 100%). Cualquier oferta pública de adquisición deberá realizarse al mismo precio a todos los accionistas y series de acciones. El consejo de administración, con la asesoría del comité de auditoría y el comité de prácticas societarias, debe emitir su opinión sobre cualquier oferta pública de adquisición que resulte en un cambio de Control. Dicha opinión deberá considerar los derechos de los accionistas minoritarios y puede ir acompañada de una opinión de un experto independiente. Los miembros del consejo de administración y el director general deberán revelar públicamente la decisión que tomarán respecto de los valores de su propiedad.

En términos de la LMV, todas las ofertas de adquisición tendrán un plazo mínimo de, al menos, 20 Días Hábiles y las adquisiciones derivadas de la misma asignarán a prorrata entre todos los accionistas vendedores. La LMV también permite el pago de ciertas cantidades a los accionistas que ejerzan el control de la emisora por encima del precio de oferta, siempre que dichas cantidades hayan sido reveladas en su totalidad, aprobadas por el consejo de administración y pagadas en relación con obligaciones de no competencia o similares de dichos accionistas. La LMV también establece los recursos en caso de incumplimiento de las reglas de una oferta pública de adquisición (por ejemplo, la suspensión de los derechos de voto, la posible nulidad de las adquisiciones, entre otros) y otros derechos a los accionistas previos de la emisora.

Negociación conjunta de acciones ordinarias y acciones limitadas o sin derecho a voto

La LMV no permite a las emisoras implementar mecanismos para que las acciones ordinarias y las acciones limitadas o sin derecho a voto se negocien o se oferten en forma conjunta a inversionistas públicos, a menos que las acciones ordinarias o sin derecho a voto sean convertibles en acciones ordinarias en un plazo de hasta cinco años, o cuando, por razón de la nacionalidad del tenedor, las acciones o los valores que representen a las mismas limiten el derecho a votar para cumplir con las leyes de inversión extranjera. Además, el importe total de las acciones con derechos limitados o sin derecho a voto no podrá exceder del 25% del importe total de las acciones de titularidad pública. La CNBV podrá aumentar este límite del 25% en un 25% adicional, siempre que las acciones limitadas o sin derecho a voto que excedan el 25% del monto total de las acciones públicas sean convertibles en acciones ordinarias dentro de los cinco años siguientes a su emisión.

Mecanismos tendientes a impedir la toma de control de una emisora

La LMV establece que las empresas con acciones listadas en la BMV pueden incluir en sus estatutos ciertas disposiciones tendientes a impedir la adquisición del control de las mismas, si dichas disposiciones (i) son aprobadas por la mayoría de los accionistas reunidos en una asamblea extraordinaria de accionistas, y ningún accionista o grupo de accionistas que representen el 5.0% o más del capital social presente en la asamblea, vote en contra de las mismas, (ii) no excluyan a algún accionista o grupo de accionistas, (iii) no restrinjan en forma absoluta, un cambio de control, y (iv) no contravienen las disposiciones legales relacionadas con la oferta pública de adquisición o se desconocen los derechos económicos inherentes a las acciones mantenidas por el adquirente.

DESCRIPCIÓN DE LAS ACCIONES SERIE A Y DE NUESTROS ESTATUTOS

General

La Sociedad fue constituida el 22 de marzo de 2017 mediante el instrumento público número 79,311, cuyo primer testimonio fue registrado ante el Registro Público de Comercio de la Ciudad de México, en el folio mercantil electrónico número N-2017024493 como una sociedad anónima de capital variable.

Mediante las resoluciones de accionistas, que fueron protocolizadas mediante instrumento público número 80,566, de fecha 28 de julio de 2017, otorgada ante la fe del licenciado Roberto Núñez y Bandera, titular de la Notaría Pública número 1 de la Ciudad de México, cuyo primer testimonio fue inscrito en el Registro Público de la Propiedad y de Comercio de la Ciudad de México, en el folio mercantil electrónico número N-2017024493, los accionistas de la Sociedad aprobaron, entre otros asuntos, la implementación del régimen de sociedad anónima bursátil de capital variable y la consecuente modificación integral a los estatutos sociales de la Sociedad.

Usted puede obtener una copia de nuestros estatutos sociales vigentes de la CNBV o de la BMV a través de la página <http://www.bmv.com.mx>.

Objeto Social

El objeto social de la Emisora es, (i) adquirir, por cualquier medio legal, cualquier clase de activos, acciones, participaciones o intereses en toda clase de sociedades mercantiles o civiles, asociaciones, sociedades, fideicomisos o entidades de cualquier tipo dentro del sector energético o cualquier otro, sean mexicanas o extranjeras, al momento de su constitución o en un tiempo ulterior, así como vender, ceder, transferir, negociar, gravar o de otra manera disponer de o pignorar dichos activos, acciones, participaciones o intereses; (ii) participar como socio, accionista o inversionista en todo tipo de negocios o sociedades mercantiles o civiles, asociaciones, sociedades, fideicomisos o entidades de cualquier tipo, sean locales o extranjeras, mercantiles o de cualquier otra naturaleza, ya sea al momento de su constitución o mediante la adquisición de acciones, partes sociales u otro tipo de intereses, como quiera que se denominen, de todo tipo de sociedades ya constituidas, así como vender, ceder, transferir, negociar, gravar o de otra manera disponer de o pignorar dichas acciones, partes sociales u otro tipo de intereses, así como participaciones en cualquier tipo de entidad de conformidad con la legislación aplicable, según resulte necesario o conveniente; (iii) emitir y colocar acciones representativas del capital social de la Emisora, ya sea de manera pública o privada, previa autorización de las autoridades u organismos competentes en caso de ser necesario y de conformidad con la LMV, la Ley General de Sociedades Mercantiles, la Ley General de Títulos y Operaciones de Crédito, las disposiciones generales que para tal efecto emita la Comisión Nacional Bancaria y de Valores y/o las demás disposiciones legales aplicables, según se requiera, tanto en los mercados de valores nacionales como extranjeros; (iv) emitir y colocar títulos opcionales a los que se refieren los artículos 65, 66 fracción I, 67 y demás aplicables de la LMV, ya sea de manera pública o privada y respecto de las acciones representativas de su capital social o de cualesquiera otros valores, previa autorización de las autoridades u organismos competentes en caso de ser necesario y de conformidad con la LMV, la Ley General de Sociedades Mercantiles, la Ley General de Títulos y Operaciones de Créditos, las disposiciones generales que para tal efecto emita la Comisión Nacional Bancaria y de Valores y/o las demás disposiciones legales aplicables, según se requiera, tanto en los mercados de valores nacionales o extranjeros; (v) emitir y colocar títulos de crédito, instrumentos de deuda o cualquier otro valor, ya sea de manera pública o privada, previa autorización de las autoridades u organismos competentes en caso de ser necesario y de conformidad con la LMV, la Ley General de Sociedades Mercantiles, la Ley General de Títulos y Operaciones de Créditos, las disposiciones generales que para tal efecto emita la Comisión Nacional Bancaria y de Valores y/o las demás disposiciones legales aplicables, según se requiera, tanto en

los mercados de valores nacionales o extranjeros; (vi) emitir cualesquier acciones no suscritas, que conserve en tesorería, para su posterior colocación de conformidad con el artículo 53 de la LMV y las demás disposiciones legales aplicables; (vii) adquirir sus propias acciones, de conformidad con la legislación aplicable; (viii) efectuar reducciones de capital mediante absorción de pérdidas, reembolsos en efectivo en beneficio de los accionistas o de cualquier otra forma permitida por la legislación aplicable; (ix) celebrar toda clase de acuerdos, actos jurídicos, contratos y documentos, incluyendo sin limitación alguna, intermediación, compra-venta, suministro, distribución, remesa, agencia, fideicomiso, comisión, hipoteca, fianza, depósito, arrendamiento, subarrendamiento, administración, servicios, asistencia técnica, consultoría, comercialización, coinversión, asociación y otros acuerdos, como sea necesario o apropiado, conforme a las leyes de cualquier jurisdicción e independientemente de su denominación; (x) otorgar, administrar, operar, adquirir y enajenar toda clase de derechos créditos en favor de cualquier individuo o persona moral. (xi) prestar y recibir todo tipo de servicios directa y/o indirectamente a través de terceros, a y con todo tipo de personas físicas y morales, incluyendo dependencias gubernamentales, dentro de México o en el extranjero incluyendo, de manera enunciativa mas no limitativa, servicios de personal relacionados con actividades tales como: ventas, ingeniería, reparación y/o mantenimiento, inspección, asesoría técnica, administración, consultoría, supervisión, control, salubridad, seguridad, contabilidad, finanzas, capacitación, investigación, operación, desarrollo y mensajería; (xii) adquirir, vender, arrendar, rentar, subarrendar, usar, disfrutar, poseer, licenciar y disponer de, bajo cualquier forma legal, toda clase de bienes inmuebles, equipo y bienes muebles, incluyendo como depositario y depositante, y tener derechos sobre dichas propiedades, incluyendo todo tipo de maquinaria, equipo, accesorios, oficinas y otras provisiones necesarias o convenientes; (xiii) realizar, por sí mismo o a nombre de terceros, la capacitación, investigación o programas de desarrollo, de cualquier naturaleza, necesarios o convenientes; (xiv) recibir y otorgar todo tipo de garantías reales y/o personales, con motivo de los créditos o financiamientos que otorgue la Emisora y/o según resulte necesario o conveniente, así como otorgar depósitos o cualquier otro tipo de garantías ; (xv) incurrir o asumir obligaciones, de cualquier naturaleza, con el carácter de obligada solidaria; (xvi) emitir, suscribir, aceptar, endosar, avalar, adquirir, vender, permutar, gravar y, en general, negociar u operar cualquier tipo de títulos de crédito, incluyendo certificados bursátiles, notas, bonos, papel comercial, obligaciones, certificados de participación, pagarés, como quiera que se denominen e independientemente de las leyes que los rijan, con la facultad para obligarse cambiariamente por terceros y llevar a cabo cualquier tipo de transacciones de créditos y garantías; (xvii) celebrar cualesquier tipo de operaciones financieras derivadas de cualquier naturaleza, de conformidad con la legislación aplicable; (xviii) abrir, administrar o cancelar cuentas bancarias y cualesquiera otras cuentas; (xix) adquirir, poseer, usar, registrar, renovar, ceder y disponer toda clase de patentes, marcas, nombres comerciales, franquicias y todo tipo de derechos de propiedad industrial e intelectual; (xx) solicitar, obtener, licenciar, ceder, usar, explotar y disponer de cualquier tipo de permiso, licencia, concesión, franquicia y/o autorización emitidas por autoridades federales, estatales o municipales mexicanas y extranjeras y llevar a cabo todos los actos relacionados con dichas actividades; (xxi) actuar como apoderado legal representante, intermediario, beneficiario comitente, comisionista, mediador, gestor o en cualquier otra capacidad en favor de cualquier persona física o moral; (xxii) en general, celebrar y llevar a cabo, dentro de México o en el extranjero, por su cuenta o por cuenta de terceros, con personas físicas o morales, incluyendo cualquier dependencia gubernamental, toda clase de contratos, convenios o actos, ya sean principales o auxiliares, civiles o mercantiles, o de cualesquiera otra naturaleza, según sea necesario o conveniente; y (xxiii) realizar cualesquiera actos requeridos o permitidos por la legislación aplicable.

Capital Social

El capital social de la Emisora es variable. El capital mínimo fijo sin derecho a retiro de la Emisora es la cantidad de Ps. 3,000.00 representado por 2 acciones Serie C ordinarias, nominativas, sin expresión de valor nominal. Antes de la Combinación Inicial de Negocios, la parte variable del capital social es ilimitado

y estará representado por Acciones Serie A, las cuales son ordinarias, nominativas, sin expresión de valor nominal, y conferirán iguales derechos económicos y corporativos, así como iguales obligaciones a sus titulares. Las Acciones Serie A podrán ser suscritas y pagadas tanto por personas físicas y morales mexicanas como por personas físicas y morales extranjeras, así como cualesquiera otras entidades extranjeras, tengan o no personalidad jurídica.

El 1 de agosto de 2017, antes del cierre de nuestra oferta pública inicial en México, Vista y sus socios estratégicos, Vista Sponsor Holdings, L.P. (una entidad controlada por personal de Riverstone Investment Group, L.L.C.) junto con Miguel Galuccio, Pablo Vera Pinto, Juan Garoby y Alejandro Cherñacov (colectivamente, el “Promotor”), celebraron un contrato de socios estratégicos, en relación con la colocación privada de los Títulos Opcionales. De conformidad con dicho contrato de socios estratégicos, el Promotor (i) adquirió sus Títulos Opcionales del Promotor mediante una colocación privada y acordó renunciar a los derechos antidilución del Promotor con respecto a las Acciones Serie B que eran propiedad de nuestro Promotor y que posteriormente fueron canceladas, y a aquellas Acciones Serie A que fueron emitidas una vez que dichas Acciones Serie B fueron convertidas de conformidad con el respectivo certificado de acciones; (ii) en relación con la emisión de las Acciones de Suscripción Futura y los Títulos Opcionales de Suscripción Futura acordó el derecho a renunciar a sus derechos antidilución en caso de cualquier emisión futura de acciones por parte de la Compañía; (iii) acordó no competir con nosotros hasta que se alcanzara un acuerdo definitivo para la Combinación Inicial de Negocios o hasta que no se completara una combinación inicial de negocios dentro de los 24 meses posteriores al cierre de la oferta pública inicial en México; (iv) aceptó las disposiciones de bloqueo con respecto a las acciones descritas en el inciso (i) anterior y a los Títulos Opcionales del Promotor; y (v) acordó, con una entidad de propiedad y controlada por el Equipo de Administración, proporcionar una indemnización limitada a Vista hasta la consumación de la Combinación Inicial de Negocios.

A la fecha de este reporte anual, la porción variable de nuestro capital social en circulación estaba compuesta por 92,883,542 Acciones Serie A.

El 22 de marzo de 2018, una asamblea de accionistas autorizó nuestro Plan. Esa misma aprobó la reserva de 8,750,000 Acciones Serie A emitidas por la Emisora el 18 de diciembre de 2017, para la implementación del Plan. A la fecha del presente reporte anual, 6,086,679 Acciones Serie A han sido otorgadas y puestas en circulación de conformidad con el Plan de Incentivos. Véase la sección “ADMINISTRACIÓN Y GOBIERNO CORPORATIVO – Plan de incentivos de largo plazo” del presente reporte anual.

La asamblea general ordinaria de accionistas podrá aprobar la emisión de, (i) otros tipos de acciones, incluyendo aquellas que confieran derechos especiales o limitados a sus tenedores o que les impongan obligaciones adicionales; y/o (ii) valores respecto de dichas acciones.

Títulos Opcionales

El 4 de octubre de 2022, Vista celebró una asamblea de tenedores de títulos opcionales mediante la cual los tenedores de dichos títulos opcionales aprobaron ciertas modificaciones al acta de emisión de títulos opcionales y al título global de dichos títulos opcionales, propuestas por la Compañía, mediante las cuales se implementó un mecanismo de ejercicio sin pago en efectivo que daba derecho a los tenedores de los títulos opcionales, a su entera discreción o a discreción de Vista (en este último caso, con respecto a todos los títulos opcionales en circulación y sin que medie ninguna otra solicitud, notificación o comunicación requerida a o por parte de Vista), obtener una acción serie A por cada 31 Títulos Opcionales de los que era titular.

Durante el periodo comprendido entre el 10 de octubre de 2022 y el 7 de marzo de 2023, los tenedores de los títulos opcionales ejercieron 75,144,465 títulos opcionales, como resultado de dicho ejercicio, quedaron en circulación 2,424,015 acciones serie A.

El 2 de marzo de 2023, Vista concluyó el trámite ante la CNBV para actualizar la inscripción de los Títulos Opcionales de Vista en el RNV, habilitando el ejercicio automático si pago de efectivo. El 15 de marzo de 2023, por virtud de dicho ejercicio automático sin pago de efectivo, y tras la aplicación del mismo, los 24,535,535 Títulos Opcionales que se encontraban en circulación fueron ejercidos, lo cual fue equivalentes a 791,439 acciones serie A adicionales en circulación. Por virtud del ejercicio de todos los títulos opcionales (es decir, los ejercitados por los tenedores previo al ejercicio automático sin pago de efectivo, más los ejercidos conforme a dicho ejercicio automático), el número total de acciones que se pusieron en circulación fue de 3,215,454. A la fecha de este reporte anual, no hay Títulos Opcionales en circulación.

Movimientos en el Capital Social

Los aumentos de capital social se efectuarán por resolución de la asamblea general de accionistas.

Los aumentos del capital social en su parte fija se aprobarán mediante resolución adoptada en asamblea extraordinaria de accionistas, con la correspondiente reforma de los estatutos sociales de la Emisora, mientras que los aumentos del capital social en su parte variable se aprobarán mediante resolución adoptada en asamblea ordinaria de accionistas, debiendo en su caso protocolizar la misma ante fedatario público, sin necesidad de inscribir la escritura pública respectiva en el Registro Público de Comercio de domicilio de la Emisora.

Adicionalmente, se podrán llevar a cabo aumentos en el capital social, que se deriven de la capitalización de cuentas de capital contable de conformidad con lo establecido en el artículo 116 de la Ley General de Sociedades Mercantiles, o cualquier otra disposición que la sustituya de tiempo en tiempo, y demás disposiciones aplicables, mediante pago en efectivo o en especie, por capitalización de pasivos o por cualquier otro medio permitido por la legislación aplicable. En los aumentos por capitalización de cuentas del capital contable, todas las acciones tendrán derecho a la parte proporcional que les corresponda del aumento, sin que sea necesario emitir nuevas acciones que lo representen.

Los aumentos del capital social, excepto por los que se deriven de la adquisición por parte de la Emisora de sus propios valores, se deberá inscribir en el libro de registro de variaciones de capital, que la Emisora deberá abrir y mantener en términos de lo establecido en el artículo 219 de la Ley General de Sociedades Mercantiles, o cualquier otra disposición que la sustituya de tiempo en tiempo, y demás disposiciones aplicables.

Podremos mantener acciones no suscritas resultantes de un aumento de capital en la tesorería de la Emisora, o bien cancelar dichas acciones; en ambos casos, una reducción de capital previa será acordada por una asamblea general de accionistas en la medida en que sea necesario.

El capital social de la Emisora solo podrá ser disminuido, mediante acuerdo de la asamblea ordinaria o extraordinaria de accionistas, en los términos de los estatutos sociales de la Emisora, salvo por (i) la separación de accionistas a que hace referencia el artículo 206 de la Ley General de Sociedades Mercantiles o cualquier otra disposición que la sustituya de tiempo en tiempo, y demás disposiciones legales aplicables; y (ii) la adquisición de acciones propias por parte de la Emisora de conformidad con los estatutos sociales de la Emisora y la LMV y demás disposiciones legales aplicables.

La disminución en la parte fija del capital social de la Emisora, solamente se realizará mediante acuerdo tomado en asamblea extraordinaria de accionistas, llevando a cabo la reforma de estatutos correspondientes y protocolizando dicha acta ante notario público. Por otra parte, la disminución de capital social en la parte variable se deberá decretar mediante acuerdo tomado en asamblea ordinaria de accionistas, la cual deberá ser protocolizada ante fedatario público, sin necesidad de inscribir la escritura respectiva en el Registro Público de Comercio del domicilio social de la Emisora; en el entendido que cuando los accionistas ejerzan su derecho de separación o cuando se trate de las disminuciones que resulten de la adquisición de acciones propias por parte de la Emisora, no se requerirá resolución de la asamblea de accionistas.

La disminución del capital social podrá ser decretada para absorber pérdidas en caso de que cualquier accionista ejerza su derecho de separación en términos del artículo 206 de la Ley General de Sociedades Mercantiles, o cualquier otra disposición que la sustituya de tiempo en tiempo, y demás disposiciones aplicables, así como resultado de la recompra de acciones propias de la Emisora de conformidad con los estatutos sociales de la Emisora, o en cualquier otro caso permitido conforme a la legislación aplicable.

Las disminuciones del capital para absorber pérdidas se efectuarán proporcionalmente entre todas las acciones representativas del capital social, sin que sea necesario cancelar acciones, en virtud de que éstas no expresan valor nominal.

Los accionistas que sean titulares de valores que correspondan a la parte variable del capital social, no podrán ejercer su derecho de retiro a que hace referencia el artículo 220 de la Ley General de Sociedades Mercantiles, o cualquier otra disposición que la sustituya de tiempo en tiempo, de conformidad con lo establecido en el artículo 50 de la LMV o cualquier otra disposición que la sustituya de tiempo en tiempo, y demás disposiciones legales aplicables.

Todas las disminuciones de capital deberán ser inscritas en el libro de registro de variaciones de capital de la Emisora excepto por las disminuciones que se deriven de la recompra de acciones de la Emisora.

Derechos de Voto

Cada serie de acciones otorga los mismos derechos y obligaciones, incluyendo los derechos patrimoniales, por lo que todos los accionistas participarán de la misma manera, sin distinción alguna, en cualquier dividendo, reembolso, amortización o distribución de cualquier naturaleza en los términos de los estatutos sociales de la Emisora.

No obstante lo anterior y previa autorización de la CNBV, la Emisora podrá emitir acciones sin derecho de voto, con limitantes a derechos corporativos o con voto restringido, siempre y cuando dichas acciones no excedan del 25% del capital social que la CNBV considere como colocado entre el gran público inversionista, en la fecha de la oferta pública correspondiente, de conformidad con lo dispuesto por el artículo 54 de la LMV o cualquier otra disposición que la sustituya de tiempo en tiempo, y demás disposiciones legales aplicables. La CNBV puede autorizar incrementos superiores a dicho límite del 25%, en el entendido que las acciones de voto limitado o sin derecho a voto que excedan el 25% del monto total de acciones consideradas como colocadas entre el gran público inversionista, según lo determine la CNBV, sean convertibles en acciones ordinarias dentro de 5 años de su emisión.

Las acciones sin derecho a voto no contarán en la determinación del quórum necesario para la instalación de la asamblea general de accionistas. Las acciones de voto limitado o voto restringido

computarán únicamente para determinar el quórum necesario para la instalación de asambleas a las que deban ser convocados para ejercer su derecho a voto o las asambleas especiales.

Las resoluciones adoptadas en cualquier Asamblea General de Accionistas en la que se apruebe la emisión de acciones sin derecho de voto o con voto limitado o voto restringido, deberá establecer los derechos, limitaciones, restricciones y demás características que le correspondan a las mismas.

Asamblea de Accionistas

La asamblea general de accionistas es el órgano supremo de la Emisora. Las asambleas generales de accionistas podrán ser ordinarias o extraordinarias, pudiendo también celebrarse asambleas especiales, y se celebrarán siempre en el domicilio social, salvo caso fortuito o causa de fuerza mayor.

De conformidad con las leyes aplicables y nuestros estatutos sociales, las asambleas generales de accionistas requieren un aviso previo de 15 días calendario para poder ser convocadas legalmente en primera convocatoria o en convocatorias posteriores. Las asambleas extraordinarias de accionistas se celebrarán para tratar cualquiera de los asuntos a que se refiere el artículo 182 de la Ley General de Sociedades Mercantiles, los artículos 48, 53 y 108 de la LMV, o cualesquiera otras disposiciones que las sustituyan de tiempo en tiempo, así como los mencionados en los Artículos Noveno y Décimo Noveno de los estatutos sociales de la Emisora. Todas las demás asambleas serán asambleas ordinarias de accionistas, incluyendo las que traten de aumentos o disminuciones de la parte variable del capital social.

La asamblea ordinaria de accionistas se reunirá por lo menos una vez al año dentro de los 4 meses siguientes a la clausura del ejercicio social, con el propósito de tratar los asuntos incluidos en el orden del día correspondiente, los asuntos mencionados en el artículo 181 de la Ley General de Sociedades Mercantiles, o cualquier otra disposición que la sustituya de tiempo en tiempo, así como los siguientes:

- (i) Discutir, aprobar o modificar los informes de los presidentes del comité de auditoría y del comité de prácticas societarias;
- (ii) Discutir, aprobar o modificar el informe del director general de la Emisora, conforme a los artículos 28, fracción IV, y 44, fracción XI, de la LMV, o cualquier otra disposición que la sustituya de tiempo en tiempo, y demás disposiciones aplicables;
- (iii) Discutir, aprobar o modificar el informe del consejo de administración de la Emisora en términos del inciso b) del artículo 172 de la Ley General de Sociedades Mercantiles, o cualquier otra disposición que la sustituya de tiempo en tiempo;
- (iv) Conocer la opinión del consejo de administración de la Emisora sobre el contenido del informe del director general de la Emisora;
- (v) Decidir sobre la aplicación de utilidades, en su caso;
- (vi) Nombrar a los miembros del consejo de administración de la Emisora, al secretario y prosecretario y a los miembros de los comités de la Emisora, así como a sus respectivos suplentes, en su caso, y designar o remover a los presidentes del comité de auditoría y del comité de prácticas societarias de la Emisora;
- (vii) Calificar a los consejeros de la Emisora que tengan el carácter de independientes;

- (viii) En su caso, designar el monto máximo de recursos que podrá destinarse a la recompra de valores emitidos por la Emisora;
- (ix) Aprobar las operaciones que pretenda llevar a cabo la Emisora en el lapso de un ejercicio social cuando dichas operaciones o una serie de operaciones consideradas de manera conjunta con base en ciertas características comunes (según lo determina la LMV) representen un monto equivalente o superior al 20% de los activos consolidados de la Emisora, con base en cifras correspondientes al cierre del trimestre inmediato anterior; en el entendido de que en dichas asambleas podrán votar los accionistas titulares de acciones con derecho a voto, incluso limitado o restringido; y
- (x) Cualquier otro asunto que deba ser tratado por la asamblea general ordinaria de accionistas de conformidad con la legislación aplicable o que no sea reservado específicamente para una asamblea general extraordinaria.

Las asambleas generales extraordinarias deberán tratar cualquiera de los supuestos mencionados en el artículo 182 de la Ley General de Sociedades Mercantiles, o cualquier otra disposición que la sustituya de tiempo en tiempo. Adicionalmente, tratarán cualquiera de los asuntos que se enlistan a continuación:

- (i) Estipulación en los estatutos sociales de la Emisora medidas tendientes a prevenir la adquisición de valores que otorguen el Control de la Emisora;
- (ii) Aumento del capital social en los términos del artículo 53 de la LMV, o cualquier otra disposición que la sustituya de tiempo en tiempo;
- (iii) Cancelación de la inscripción en el RNV de las acciones representativas del capital de la Emisora o de los títulos que las representen;
- (iv) Reforma de los estatutos sociales de la Emisora;
- (v) Amortización por parte de la Emisora de acciones del capital social con utilidades repartibles y emisión de acciones de goce o de voto limitado, preferentes o de cualquier clase distinta a las ordinarias; y
- (vi) Los demás asuntos para los que la legislación aplicable o los estatutos sociales de la Emisora expresamente exijan un quórum especial.

Las asambleas de accionistas podrán ser convocadas por el consejo de administración de la Emisora, el presidente o el secretario no miembro de dicho consejo de administración o por cualquiera de los comités de auditoría o de prácticas societarias de la Emisora. Los tenedores de acciones con derecho de voto podrán, por cada 10% de tenencia del capital social que representen en lo individual o de manera conjunta, podrán solicitar al presente del consejo de administración o al comité de la Emisora que corresponda, sin atender el porcentaje establecido en el artículo 184 de la Ley General de Sociedades Mercantiles, la celebración de una asamblea.

El tenedor de una acción podrá pedir que se lleve a cabo una asamblea cuando se cumpla con alguno de los supuestos establecidos en el artículo 185 de la Ley General de Sociedades Mercantiles, o cualquier otra disposición que la sustituya de tiempo en tiempo, y demás disposiciones aplicables. Si no se hiciere la convocatoria dentro de los 15 días siguientes a la fecha de solicitud, un juez de lo civil o de distrito

del domicilio de la Emisora, lo hará a petición de cualquier accionista interesado, quien deberá acreditar la titularidad de sus acciones para este propósito.

Las convocatorias para las asambleas de accionistas deberán publicarse en el sistema electrónico que la Secretaría de Economía estableció para dichos efectos y podrán publicarse en uno de los diarios de mayor circulación en el domicilio social de la Emisora, con cuando menos 15 días naturales de anticipación a la fecha en la que se pretenda llevar a cabo la asamblea correspondiente, en los términos del artículo 186 de la Ley General de Sociedades Mercantiles, o cualquier otra disposición que la sustituya de tiempo en tiempo, y demás disposiciones aplicables.

Desde la fecha de la convocatoria hasta la fecha en la que se lleve a cabo una asamblea correspondiente la Emisora podrá a disposición de los accionistas, en sus oficinas y de forma inmediata y gratuita, toda la información que considere necesaria para dicha asamblea, incluyendo los formularios a que hace referencia la fracción III del artículo 49 de la LMV, o cualquier otra disposición que la sustituya de tiempo en tiempo, y demás disposiciones aplicables.

Las asambleas de accionistas podrán ser celebradas sin previa convocatoria en el caso de que la totalidad de las acciones representativas del capital social con derecho a voto o de la serie de acciones de que se trate (tratándose de asambleas especiales) estuvieren presentes o representadas en el momento de la votación.

No obstante lo anterior y de conformidad con el segundo párrafo del artículo 178 de la Ley General de Sociedades Mercantiles, o cualquier otra disposición que la sustituya de tiempo en tiempo, y demás disposiciones aplicables, los accionistas por unanimidad podrán tomar resoluciones tomadas fuera de asamblea, las cuales tendrán la misma validez y eficacia como si hubieran sido tomadas en asamblea de accionistas, siempre y cuando los acuerdos sean por escrito.

Los accionistas podrán hacerse representar en las asambleas de accionistas por un apoderado que cuente con poder otorgado conforme a los formularios a que hace referencia la fracción III del artículo 49 de la LMV, o cualquier otra disposición que la sustituya de tiempo en tiempo, y demás disposiciones aplicables, y por mandatos o poderes otorgados conforme a la legislación común.

Para ser admitidos en las asambleas de accionistas, los accionistas deberán estar debidamente inscritos en el libro de registro de acciones que la Emisora debe llevar de acuerdo a lo establecido en el artículo 128 de la Ley General de Sociedades Mercantiles, o cualquier otra disposición que la sustituya de tiempo en tiempo, y demás disposiciones aplicables, o, en su caso, presentar las constancias emitidas por el Indeval, o cualquier otra institución que actúe como depositaria de valores en términos de lo establecido en la LMV.

Para asistir a una asamblea especial o general de accionistas de que se trate, el accionista correspondiente deberá acreditar, al secretario no miembro del consejo de administración de la Emisora, que no se encuentra en los supuestos que requieren aprobación del consejo de administración de la Emisora a que se refiere el artículo 9 de nuestros estatutos sociales.

Las asambleas generales ordinarias y extraordinarias de accionistas serán presididas por el presidente del consejo de administración de la Emisora y, en su ausencia, por la persona que designe la asamblea por mayoría de votos de las acciones presentes.

El secretario no miembro del consejo de administración de la Emisora o el prosecretario actuarán como secretario de las asambleas de accionistas y, en su ausencia, lo hará la persona designada por la asamblea por mayoría de votos de las acciones presentes.

El presidente de la asamblea nombrará uno o más escrutadores de entre los accionistas, representantes de accionistas o invitados presentes en la asamblea de que se trate, quienes determinarán la existencia o falta de quórum, y contarán los votos emitidos cuando el presidente de la asamblea así lo requiera.

Las asambleas ordinarias de accionistas se considerarán legalmente instaladas, en virtud de primera convocatoria, si se encuentran representadas cuando menos el 50% de las acciones en circulación representativas del capital social de la Emisora, y sus resoluciones serán válidas cuando hayan sido tomadas por mayoría simple de las acciones con derecho a voto, representadas y presentes en dicha asamblea. En caso de segunda o ulteriores convocatorias, las asambleas generales ordinarias de accionistas se considerarán legalmente instaladas cualquiera que sea el número de las acciones presentes o representadas en dicha asamblea y los acuerdos deberán ser tomados por mayoría simple de las acciones con derecho a voto, representadas y presentes en dicha asamblea.

Las asambleas generales extraordinarias de accionistas se considerarán legalmente instaladas en virtud de primera convocatoria, si se encuentran representadas o presentes cuando menos el 75% de las acciones en circulación representativas del capital social de la emisora en dicha asamblea. En caso de segunda o ulteriores convocatorias, las asambleas generales extraordinarias de accionistas se considerarán legalmente instaladas si está representado o presentes más del 50% de las acciones en circulación representativas del capital social de la Emisora, en dicha asamblea.

Los acuerdos tomados por una asamblea general extraordinaria, independientemente de si fueron instaladas como resultado de primera, segunda o ulterior convocatoria, serán válidos si son tomados por al menos la mitad de las acciones en circulación representativas del capital social de la Emisora, salvo en caso de (i) la cancelación de la inscripción en el RNV de las acciones representativas del capital de la Emisora o de los títulos que las representen, en cuyo caso se requerirá el voto favorable del 95% de las acciones en circulación representativas del capital social de la Emisora que se encuentren presentes o representadas en dicha Asamblea, y (ii) una reforma a nuestros estatutos sociales, en cuyo caso se requerirá el voto favorable del 65% de las acciones en circulación representativas del capital social de la Emisora que se encuentren presentes o representadas en dicha asamblea.

Las actas de las asambleas de accionistas y las resoluciones de accionistas adoptadas por unanimidad fuera de asamblea, según sea el caso, serán transcritas en el libro de actas de asamblea de la Emisora. De cada asamblea o resoluciones unánimes se formará un expediente en el que se conservarán ejemplares del acta, la lista de asistencia, las cartas poder, copia de las convocatorias, si las hubiere, y los documentos sometidos a consideración de los accionistas, tales como informes del consejo de administración de la Emisora, estados financieros de la Emisora y otros documentos relevantes también serán conservados.

Cuando la transcripción de algún acta de asamblea o de las resoluciones de accionistas adoptadas por unanimidad fuera de asamblea no pueda ser registrada en el libro de actas de asamblea de la Emisora, las mismas serán protocolizadas ante notario público en México.

Las actas de las asambleas de accionistas, así como las constancias respecto de aquellas asambleas que no se hubieran podido celebrar por falta de quórum, serán firmadas por el presidente y secretario de dicha asamblea.

Distribución de Utilidades (Dividendos)

Generalmente, en una asamblea general anual ordinaria de accionistas, el consejo de administración de la Emisora presenta los estados financieros, correspondientes al ejercicio fiscal anterior

a los accionistas para su aprobación. Una vez que la asamblea general de accionistas apruebe dichos estados financieros, determinará la distribución de las utilidades netas del ejercicio anterior, si las hubiera. Todas las acciones en circulación en el momento que se declara un dividendo u otra distribución tienen derecho a participar en dicho dividendo u otra distribución.

Consejo de Administración

La administración de la Emisora estará a cargo de la supervisión general de la Compañía. El Consejo de administración estará integrado por un máximo de 21 miembros, conforme lo resuelva la asamblea de accionistas correspondiente, de los cuales por lo menos el 25% deberán ser independientes, en términos de lo dispuesto por los artículos 24 y 26 de la LMV, o cualquier otra disposición que la sustituya de tiempo en tiempo, y demás disposiciones aplicables.

Por cada consejero propietario podrá designarse su respectivo suplente, en el entendido de que los consejeros suplentes de los consejeros independientes deberán tener este mismo carácter.

Se entenderá por consejeros independientes, a aquellas personas seleccionadas por su experiencia, capacidad y prestigio profesional, que cumplan con los requisitos contemplados por el artículo 26 de la LMV, o cualquier otra disposición que la sustituya de tiempo en tiempo, y por cualquier otra disposición que emita la CNBV.

Corresponderá a la asamblea general ordinaria de accionistas calificar la independencia de los consejeros. Por su parte la CNBV, previo derecho de audiencia de la Emisora y del consejero de que se trate, podrá objetar la calificación de independencia de algún consejero, cuando existan elementos que demuestren la falta de independencia, dentro de un plazo de 30 Días Hábiles contados a partir de la notificación que haga la Emisora.

Los miembros del consejo de administración podrán o no ser accionistas de la Emisora, continuarán en funciones hasta que sean removidos y las personas designadas para sustituirlos tomen posesión de sus cargos, en el entendido de que en todo momento deberán tener capacidad legal para ejercer su encargo y no estar inhabilitados para ejercer el comercio. En todo momento se deberá observar lo dispuesto en el segundo párrafo del artículo 24 de la LMV.

El consejo de administración de la Emisora podrá designar consejeros provisionales, sin intervención de la asamblea de accionistas, en los casos en que hubiere concluido el plazo de designación del consejero, el consejero hubiere renunciado, sea incapaz o fallezca. La asamblea general de accionistas de la Emisora ratificará dichos nombramientos o designará a los consejeros sustitutos en la asamblea siguiente a que ocurra tal evento.

Los miembros del consejo de administración de la Emisora únicamente podrán ser removidos por acuerdo de la asamblea general de accionistas.

Los miembros del consejo de administración de la Emisora serán nombrados por mayoría de votos de los accionistas en una asamblea general ordinaria de accionistas; en el entendido que por, cada 10% del capital social en circulación, un accionista minoritario tendrá derecho a nombrar a un miembro del consejo.

Cada año, la asamblea de accionistas o el consejo de administración de la Emisora, en su defecto, deberán elegir de entre sus miembros al presidente del consejo de administración. A menos que se establezca lo contrario, el presidente del consejo de administración deberá ejecutar y llevar a cabo las resoluciones de la asamblea de accionistas y del consejo de Administración, sin necesidad de resolución especial alguna.

El secretario no miembro del consejo de administración de la Emisora y el prosecretario serán nombrados en una asamblea general ordinaria de accionistas o en una junta del consejo de administración, según proceda. El secretario no tendrá la condición de consejero, pero deberá cumplir con las obligaciones y deberes previstos en la legislación aplicable.

Las ausencias temporales o permanentes en el consejo de administración serán cubiertas por los suplentes respectivos. El presidente del consejo de administración tendrá voto de calidad en todos los asuntos.

El presidente del consejo de administración de la Emisora podrá ser de cualquier nacionalidad, presidirá las reuniones del consejo de administración y, en su ausencia, las presidirá uno de los consejeros designado por mayoría de votos de los demás consejeros asistentes.

Sesiones del Consejo de Administración

Las sesiones del consejo de administración podrán ser convocadas por el presidente del consejo de administración, del comité de auditoría, del comité de prácticas societarias, por el secretario no miembro del consejo de administración, o por el 25% de los consejeros por medio de aviso por escrito, incluyendo sin limitar, fax o correo electrónico, a todos los miembros del consejo de administración con por lo menos 10 días naturales de anticipación a la fecha fijada para la celebración de la sesión. No será necesaria convocatoria alguna cuando todos los consejeros se encuentren presentes.

El auditor externo podrá ser convocado para que asista a cualquier sesión del consejo de administración con voz pero sin voto, en el entendido de que en ningún caso estará presente cuando se traten asuntos que pudieren implicar un conflicto de interés o que puedan comprometer su independencia.

Las sesiones del consejo de administración deberán celebrarse, por lo menos 4 veces durante cada ejercicio social, en el domicilio de la Emisora, sin embargo, si así lo determina el consejo por mayoría de votos, podrán reunirse en otro domicilio o en el extranjero o incluso realizarse por teléfono, por video conferencia o por cualquier otro medio que permita la participación efectiva y simultánea de sus miembros.

Las actas de las sesiones del consejo de administración serán transcritas en el libro de sesiones de consejo y serán firmadas por todas las personas que hayan asistido o, si es expresamente autorizado por acuerdo en la sesión correspondiente, solamente por el presidente y el secretario no miembro del consejo de administración de la Emisora. De cada sesión del consejo de administración se formará un expediente en el que se conservarán ejemplares del acta y de las resoluciones unánimes del consejo de administración, copia de las convocatorias, si las hubiere, así como toda la documentación relevante en relación con la misma.

Para que las sesiones del consejo de administración se consideren legalmente instaladas, deberá estar presente la mayoría sus miembros. El consejo de administración adoptará sus resoluciones por mayoría de votos de sus consejeros, en caso de empate, el presidente del Consejo de Administración tendrá voto de calidad.

Las resoluciones tomadas fuera de la sesión de consejo de administración, por unanimidad de votos de los consejeros, serán válidas y legales, siempre que se confirmen por escrito y sean firmadas por todos los consejeros del consejo de administración. El documento en el que conste la confirmación escrita deberá ser enviado al secretario de la Emisora, quien transcribirá las resoluciones respectivas en el libro de actas correspondiente, e indicará que dichas resoluciones fueron adoptadas de conformidad con los estatutos sociales de la Emisora.

Las sesiones de los comités podrán realizarse por teléfono, por video conferencia o por cualquier otro medio que permita la participación efectiva y simultánea de sus miembros.

En todo lo que no esté previsto en el presente documento o en la Ley del Mercado de Valores, los comités funcionarán de acuerdo con las reglas establecidas por nuestro Consejo de Administración, a menos que se prescriba lo contrario en nuestros estatutos sociales o en la Ley del Mercado de Valores.

Facultades del Consejo de Administración

El consejo de administración tendrá la representación de la Emisora y por consiguiente tendrá todas las facultades comprendidas en los poderes generales para pleitos y cobranzas, para administrar bienes y para ejercer actos de dominio, con todas las facultades generales y las especiales que requieren cláusula especial conforme a la ley, en los términos del artículo 2554 del Código Civil para el Distrito Federal y de las disposiciones correlativas de los códigos civiles de las distintas entidades federativas de México y del Código Civil Federal; por tanto, representará a la Emisora ante toda clase de autoridades administrativas y judiciales, federales, estatales o municipales, ante las Juntas de Conciliación y Arbitraje y demás autoridades de trabajo y ante árbitros. Los poderes incluyen, enunciativa y no limitativamente, facultades para:

- realizar todas las operaciones y celebrar, modificar y rescindir contratos inherentes a los objetos de la Emisora;
- abrir, manejar y cancelar cuentas bancarias, incluyendo enunciativa y no limitativamente, la autoridad de designar signatarios para girar contra ellas;
- constituir y retirar toda clase de depósitos;
- nombrar y remover al director general y su retribución integral, así como las políticas para la designación y retribución integral de los demás directivos relevantes;
- otorgar y revocar poderes generales y especiales;
- establecer y clausurar sucursales, agencias y dependencias;
- ejecutar los acuerdos tomados por la asamblea de accionistas;
- para representar a la Emisora en caso de que tenga un interés o participación en otras sociedades o entidades, así como para comprar o suscribir acciones o partes sociales de las mismas, en el momento de su constitución o en cualquier tiempo ulterior;
- interponer toda clase de juicios y recursos, aún amparo, para transigir, comprometer en árbitros, articular y absolver posiciones, hacer cesión de bienes, gravar bienes, recusar y recibir pagos, para discutir, para negociar, celebrar y revisar contratos colectivos o individuales de trabajo;
- para presentar quejas y denuncias de carácter penal, para otorgar perdón y constituirse en coadyuvante del Ministerio Público;
- aceptar a nombre de la Emisora mandatos de personas físicas y morales nacionales o extranjeras;

- autorizar a la Emisora o a sus subsidiarias a constituir garantías reales y personales, así como cualquier afectación fiduciaria para garantizar obligaciones de la Emisora y constituirse como deudor solidario, fiador, avalista, y en general como obligado al cumplimiento de obligaciones de terceros y establecer las garantías necesarias para asegurar dicho cumplimiento;
- aprobar las políticas de información y comunicación para los accionistas y el mercado, entre otros;
- convocar a asambleas generales ordinarias y extraordinarias, así como especiales y para ejecutar sus resoluciones;
- crear los comités que estime convenientes y designe a los miembros del consejo de administración que integrarán dichos comités (con excepción de nombramiento y ratificación de las personas que funjan como presidente de los comités de auditoría y de prácticas societarias, quienes serán designados por la asamblea de accionistas);
- establecer las estrategias para la conducción del negocio de la Emisora;
- ocuparse de los asuntos a que se refiere el artículo 28 de la LMV o cualquier otra disposición que la sustituya de tiempo en tiempo;
- aprobar los términos y condiciones para la oferta pública y enajenación de acciones de tesorería de la Emisora emitidas conforme a lo dispuesto por el artículo 53 de la LMV;
- designar a la persona o personas encargadas de efectuar la adquisición o colocación de acciones autorizadas por la asamblea de accionistas, conforme al artículo 56 de la LMV, así como los términos y condiciones de tales adquisiciones y colocaciones, dentro de los límites establecidos por la propia LMV y por la asamblea de accionistas e informar a la asamblea de accionistas del resultado, en cualquier ejercicio social, del ejercicio de tales atribuciones;
- nombrar Consejeros provisionales, conforme a lo dispuesto y permitido por la LMV;
- aprobar los términos y condiciones del convenio judicial por virtud del cual se tenga la intención de concluir alguna acción de responsabilidad por incumplimiento del deber de diligencia o el deber de lealtad por cualquier consejero;
- poder general para pleitos y cobranzas y actos de administración en el área laboral;
- para conferir, otorgar, revocar y/o cancelar poderes generales o especiales dentro de sus facultades, otorgando facultades de sustitución y de delegación de los mismos, salvo aquellas facultades cuyo ejercicio corresponda en forma exclusiva al consejo de administración por disposición de las leyes aplicables o de los estatutos sociales de la Emisora, reservándose siempre el ejercicio de sus facultades; y
- celebrar cualesquiera actos jurídicos necesarios o convenientes.

El consejo de administración, en su caso, tendrá además en los términos del artículo 9 de la Ley General de Títulos y Operaciones de Crédito, poder general para girar, aceptar y endosar títulos de crédito, así como para protestarlos y poder general para abrir y cancelar cuentas bancarias.

Comités

La asamblea de accionistas o el consejo de administración podrán constituir los comités que consideren necesarias para su funcionamiento.

Adicionalmente, el consejo de administración contará con los comités de auditoría y de prácticas societarias de conformidad con lo establecido en la LMV, los cuales estarán integrados exclusivamente por consejeros independientes, y un mínimo de 3 miembros designados por el consejo de administración, en términos de lo establecido en el artículo 25 de la LMV, o cualquier otra disposición que la sustituya de tiempo en tiempo, y demás disposiciones aplicables.

Los comités de auditoría y de prácticas societarias, y los demás designados conforme a los estatutos sociales de la Emisora, se reunirán de la manera y en las fechas o con la periodicidad que determine cada uno de ellos en la primera o en la última sesión que celebre durante cada ejercicio social (en este último caso con respecto al calendario de las sesiones a ser celebradas en el ejercicio social siguiente), sin que sea necesario convocar a sus miembros en cada ocasión a sesiones cuya celebración estuviere previamente programada conforme al calendario de sesiones que hubiere aprobado el comité respectivo; en el entendido, que para que las sesiones de los comités se consideren legalmente instaladas, se requerirá la asistencia de la mayoría de sus miembros y las resoluciones deberán ser aprobadas por el voto favorable de la mayoría de los miembros del comité de que se trate.

Adicionalmente, cada comité sesionará cuando así lo determine el presidente de dicho comité, el secretario no miembro del consejo de administración o cualquiera de sus miembros propietarios, previo aviso con 3 Días Hábiles de anticipación a todos los miembros propietarios del Comité y a los suplentes que se requieran. El auditor externo de la Emisora podrá ser convocado a las sesiones de los Comités, en calidad de invitado con voz y sin voto. Las Sesiones de los comités podrán realizarse por teléfono o por video conferencia o por cualquier otro medio que permita la participación efectiva y simultánea de sus miembros.

Las resoluciones tomadas de manera unánime por los miembros de dicho comité, tendrán la misma validez como si hubieran sido aprobadas en la sesión siempre que consten por escrito y cuenten con la firma de todos sus miembros. Asimismo, los comités se podrán reunir en cualquier momento, sin previa convocatoria en el caso de que estuvieren presentes la totalidad de sus miembros propietarios.

Ninguno de los comités podrá delegar el conjunto de sus facultades en persona alguna, pero podrá designar delegados que deban ejecutar sus resoluciones. El presidente de cada comité estará facultado para ejecutarlas individualmente sin requerir de autorización expresa. Cada comité constituido conforme a los estatutos sociales de la Emisora, deberá informar al consejo de administración en forma anual de las actividades que realice, o bien, cuando a su juicio se susciten hechos o actos de trascendencia para la Emisora. De cada sesión de comité se deberá levantar un acta que se transcribirá en un libro especial. En el acta se hará constar la asistencia de los miembros del comité y las resoluciones adoptadas y deberán ser firmadas por quienes hubieren actuado como presidente y secretario.

Para todo lo no previsto en los estatutos sociales de la Emisora o en la LMV, los comités funcionarán conforme las reglas de funcionamiento del consejo de administración.

Los comités deberán cuando menos una vez al año informar al consejo de administración respecto de las actividades que han realizado.

Deberes de los miembros del Consejo de Administración

La LMV les impone un deber de diligencia y lealtad a los miembros del consejo de administración, a los miembros de los comités, al director general y a los directivos relevantes con los que este último, en su caso, se auxilie. Dicho deber de diligencia les requiere obtener suficiente información y encontrarse suficientemente preparados a efecto de actuar en el mejor de los intereses de la Emisora. El deber de diligencia se cumple, principalmente, a través de la búsqueda y obtención de toda la información que pueda ser necesaria a efecto de tomar decisiones (incluyendo a través de la contratación de expertos independientes), atendiendo a sesiones del consejo de administración, del comité del que, en su caso, formen parte y divulgando al consejo de administración información relevante en posesión del consejero o funcionario respectivo. El incumplimiento de dicho deber de diligencia por un consejero lo somete a responsabilidad conjunta y solidaria junto con otros consejeros que resulten responsables en relación con los daños y perjuicios que se ocasionen a la Emisora o sus subsidiarias.

El deber de lealtad consiste principalmente en un deber de actuar en beneficio de la Emisora e incluye, primordialmente el deber de mantener la confidencialidad de la información que los consejeros reciban en relación con el desempeño de sus deberes, absteniéndose de deliberar o votar en asuntos respecto de los que tengan un conflicto de interés y absteniéndose de aprovecharse de oportunidades de negocios que le pertenezcan a la Emisora. Adicionalmente, el deber de lealtad no se cumple en caso de que uno o más accionistas se vean favorecidos de manera inapropiada o si, sin el consentimiento expreso del consejo de administración, un consejero toma provecho de una oportunidad corporativa que le pertenece a la Emisora o a sus subsidiarias.

El deber de lealtad tampoco se cumple si un consejero o funcionario (i) usa nuestros activos o consiente el uso de nuestros activos en violación de cualquiera de nuestras políticas, o (ii) si divulga información falsa o que conduzca al error, ordena no transcripción o previene la transcripción de cualquier transacción en nuestros registros, lo que puede afectar nuestros estados financieros u ocasiona que información importante no se divulgue o modifique.

El incumplimiento al deber de diligencia o al deber de lealtad, los hará responsables, en forma solidaria con otros consejeros o funcionarios que hubieren incumplido, por los daños y perjuicios que ocasionen a la Emisora, en los casos en que hubieren actuado de mala fe, dolosamente, con culpa grave o ilícitamente.

Como medio de protección para nuestros consejeros en relación con violaciones al deber de diligencia o al deber de lealtad, la LMV establece que las responsabilidades derivadas del incumplimiento de dichos deberes no resultaran aplicables en el caso de que un consejero haya actuado de buena fe y (a) en cumplimiento de la legislación aplicable y nuestros estatutos, (b) con base en hechos y la información proporcionada por los funcionarios, auditores externos o expertos externos cuya capacidad y credibilidad no puedan ser razonablemente puestas en tela de juicio, y (c) elija la alternativa más apropiada de buena fe o cuando los efectos negativos de dicha decisión no puedan preverse razonablemente de acuerdo con la información disponible. Los tribunales judiciales no han interpretado el significado de dicha disposición y, por lo tanto, el ámbito y significado de la misma permanecen inciertos.

Los consejeros serán responsables de manera conjunta con los anteriores consejeros por las irregularidades ocasionadas por cualquier consejero anterior que no sean reportadas al comité de auditoría y al comité de prácticas societarias.

Los miembros del consejo de administración y de los comités no deberán garantizar el desempeño de sus cargos.

Deben observarse las disposiciones relativas al deber de lealtad de los párrafos segundo y tercero del artículo 34 de la LMV.

La responsabilidad derivada del incumplimiento de los deberes de diligencia o de lealtad deberá ser exclusiva a favor de la Emisora, según el caso, y podrá ser ejercida por ésta o por los accionistas que, individual o conjuntamente, representen la titularidad de acciones (incluidas las acciones limitadas, restringidas o sin voto) representativas del 5% o más del capital social.

Los miembros del consejo de administración o los miembros de los comités no deberán estar en incumplimiento cuando actúen de buena fe o cuando se produzca alguna de las exclusiones de responsabilidad mencionadas en el artículo 40 de la LMV, en cualquier otra disposición que la reemplace ocasionalmente y en otras leyes aplicables.

Comité de Auditoría y Comité de Prácticas Societarias

La vigilancia de la gestión, conducción y ejecución de los negocios de la Emisora, estará a cargo del consejo de administración a través de los comités de auditoría y de prácticas societarias, así como de la persona moral que realice la auditoría externa.

El Presidente del comité de auditoría y el Presidente del comité de prácticas societarias estarán obligados en términos del artículo 43 de la LMV, o cualquier otra disposición que la sustituya de tiempo en tiempo, a proporcionar un informe anual.

Comité de Auditoría

El comité de auditoría contará con un mínimo de 3 miembros, los cuales deberán ser independientes, debiendo ser designados por la asamblea de accionistas o el consejo de administración a propuesta del presidente del consejo de administración, excepto por el presidente que será designado y/o removido de su cargo exclusivamente por la asamblea general de accionistas y tendrá las características referidas en el artículo 43, fracción II, de la LMV.

El comité de auditoría tendrá las funciones a que hace referencia el artículo 42, fracción II, de la LMV, o cualquier otra disposición que la sustituya de tiempo en tiempo, y las disposiciones de carácter general que a tal efecto dicte la CNBV, así como las demás disposiciones aplicables. Dichas funciones incluyen, sin limitar, emitir una opinión al consejo de administración acerca de los asuntos encomendados al comité de auditoría, recomendar la elección de auditores externos, discusión de los estados financieros de la Emisora con la persona responsable por su elaboración, informar al consejo de administración sobre el estatus de los asuntos relacionado a los sistemas de control interno y auditoría dentro de la Emisora, preparar una opinión acerca de criterios y principios y políticas contables y, en general, vigilar la conducta corporativa de la Emisora.

Adicionalmente, la Emisora deberá contratar a un auditor externo, para cumplir con lo establecido en la LMV.

Comité de Prácticas Societarias

Comité de prácticas societarias. Dicho comité contará con un mínimo de 3 miembros, los cuales deberán ser independientes, debiendo ser designados por la asamblea de accionistas o el consejo de administración a propuesta del presidente del consejo de administración, excepto por el Presidente que será

designado y/o removido de su cargo exclusivamente por la asamblea general de accionistas, y tendrá las características referidas en el artículo 43, fracción I, de la LMV, o cualquier otra disposición que la sustituya de tiempo en tiempo, y demás disposiciones aplicables.

El comité de prácticas societarias tendrá las funciones a que hace referencia el artículo 42, fracción I, de la LMV, o cualquier otra disposición que la sustituya de tiempo en tiempo, y las disposiciones de carácter general que a tal efecto dicte la CNBV, así como las demás disposiciones aplicables. Dichas funciones incluyen, entre otras que deriven de la LMV, emitir opiniones al consejo de administración según este lo requiera respecto de cualquiera de los asuntos que le correspondan conforme a la LMV y los estatutos sociales, solicitar opiniones de expertos independientes respecto a asuntos que deban someterse a la aprobación del consejo de administración o en relación con los cuales exista un conflicto de interés, convocar a asambleas de accionistas y apoyar al consejo de administración en la elaboración de reportes.

Disolución y Liquidación

La Emisora se disolverá si tuviere lugar alguno de los supuestos previstos en el artículo 229 la Ley General de Sociedades Mercantiles, o cualquier otra disposición que la sustituya de tiempo en tiempo, y demás disposiciones aplicables. La disolución de la Emisora causará la cancelación de la inscripción en el RNV de las acciones representativas del capital de la Emisora o de los títulos que las representen que se encuentren inscritos en dicho RNV.

Declarada la disolución de la Emisora, ésta será puesta en estado de liquidación, la cual estará a cargo de uno o más liquidadores, quienes en este último caso deberán obrar conjuntamente según lo acuerde la asamblea de accionistas. La asamblea de accionistas también fijará el plazo para el ejercicio de su(s) cargo(s) así como la retribución que habrá de corresponderle(s).

El (los) liquidador(es) procederá(n) con la liquidación y distribución del remanente, en su caso, en proporción a las acciones de que sean titulares los accionistas, de conformidad con lo estipulado en la Ley General de Sociedades Mercantiles.

Indemnización

Conforme a nuestros estatutos, deberemos indemnizar y sacar en paz y a salvo a los miembros, propietarios y suplentes, y funcionarios del Consejo de Administración, del Comité de Auditoría, del Comité de Prácticas Societarias, de cualesquiera otros Comités creados por nosotros, al Secretario y al Secretario suplente no miembros del Consejo de Administración, y al Director General y otros directivos relevantes, en relación con el desempeño de su encargo, tales como cualquier reclamación, demanda, procedimiento o investigación que se inicie en México o en cualesquiera de los países en los que se encuentren registradas o coticen nuestras acciones, otros valores emitidos con base en dichas acciones u otros valores de renta fija o variable emitidos por nosotros, o en cualquier jurisdicción donde operemos o las sociedades que controle, en los que dichas personas pudieran ser partes en su calidad de miembros de dichos órganos, propietarios o suplentes, y funcionarios, incluyendo el pago de cualquier daño o perjuicio que se hubiere causado y las cantidades necesarias para llegar, en caso de estimarse oportuno, a una transacción, así como la totalidad de los honorarios y gastos de los abogados (razonables y documentados) y otros asesores que se contraten para velar por los intereses de esas personas en los supuestos mencionados, en el entendido de que será el Consejo de Administración el órgano facultado para determinar, en los supuestos antes mencionados, si considera conveniente contratar los servicios de abogados y otros asesores diferentes a los que se encuentren asesorándonos en el caso que corresponda. Esta indemnización no será aplicable si dichas reclamaciones, demandas, procedimientos, o investigaciones resulten de la negligencia grave, dolo, mala fe o ilícitos conforme a la legislación aplicable, de la parte indemnizada de que se trate.

Así mismo, podremos contratar en favor de los miembros del Consejo de Administración, del Comité de Auditoría, del Comité de Prácticas Societarias, de cualesquiera otros comités creados por nosotros, del Director General o de cualquier otro directivo relevante, según lo determine dicho Consejo de Administración, seguros, fianzas o cauciones que cubran el monto de la indemnización por los daños que cause su actuación en nuestra operación o las personas morales que controlemos o en las que tengamos una influencia significativa, salvo que se trate de actos dolosos o de mala fe, o bien, ilícitos conforme a la LMV u otras leyes aplicables.

Derecho de Suscripción Preferente

Salvo por los supuestos listados en los estatutos sociales de la Emisora, los accionistas en proporción al número de acciones de las que sean titulares al momento de decretarse el aumento de que se trate, gozarán del derecho de preferencia para suscribir las nuevas acciones que se emitan o pongan en circulación para representar el aumento que corresponda. Lo anterior en el entendido, que dicho derecho de preferencia podrá ejercerse dentro de los 15 días naturales, siguientes a la fecha de publicación del aviso correspondiente en el sistema electrónico de la Secretaría de Economía.

El derecho de suscripción preferente a que se refiere el artículo 132 de la Ley General de Sociedades Mercantiles no será aplicable tratándose de aumentos de capital realizados: (i) al amparo del citado artículo 53 de la LMV o de cualquier disposición que la sustituya; (ii) con motivo de la emisión de valores convertibles en acciones de la Emisora; (iii) con motivo de la conversión de una serie de acciones por otra serie en específico previo acuerdo de la asamblea general de accionistas; (iv) como resultado de una fusión de la Emisora, ya sea como sociedad fusionante o sociedad fusionada, o (v) como consecuencia de la colocación de acciones recompradas en términos de las disposiciones aplicables.

Amortización

La Emisora podrá llevar a cabo la amortización de acciones con utilidades repartibles sin estar en la necesidad de tener que disminuir el capital social, siempre y cuando, además de cumplir con lo previsto en el artículo 136 de la Ley General de Sociedades Mercantiles o cualquier otra disposición que las sustituya de tiempo en tiempo, y demás disposiciones legales aplicables, cumpla con lo siguiente:

- Si la amortización tiene como fin amortizar a todos los accionistas, dicha amortización se realizará de tal manera que una vez que se lleve a cabo la amortización de que se trate, los accionistas continúen con el mismo porcentaje de acciones, que tenían antes de que se realizará la amortización correspondiente.
- Si la amortización tiene como fin amortizar acciones que se encuentran cotizando en alguna bolsa de valores, dicha amortización se realizará a través de la adquisición de acciones propias en dicha bolsa en los términos y condiciones establecidos por la asamblea de accionistas correspondiente, la cual podrá delegar en el consejo de administración o en delegados especiales la facultad de determinar el sistema, precios, términos y demás condiciones para ello. Una vez que se hayan tomado los acuerdos correspondientes, se publicarán en el sistema electrónico que lleva la Secretaría de Economía.
- Las acciones amortizadas y los certificados o títulos que las amparen deberán ser cancelados, con la correspondiente disminución de capital de la Emisora.

Derechos de Minoría

La Emisora otorgará los siguientes derechos de minoría:

- Conforme a lo dispuesto en la fracción III del artículo 50 de la LMV, o cualquier otra disposición que la sustituya de tiempo en tiempo, y demás disposiciones aplicables, los titulares de acciones con derecho a voto (incluso limitado o restringido) representadas en una asamblea general ordinaria o extraordinaria, por cada 10% de tenencia que representen en lo individual o en conjunto del capital social, podrán (a) solicitar que se aplaze por 1 sola vez, por 3 días naturales y sin necesidad de nueva convocatoria, la votación de cualquier asunto respecto del cual no se consideren suficientemente informados, sin que resulte aplicable el porcentaje señalado en el artículo 199 de la Ley General de Sociedades Mercantiles, o cualquier otra disposición que la sustituya de tiempo en tiempo, y demás disposiciones aplicables, y (b) designar y/o revocar en asamblea general de accionistas, a un consejero del consejo de administración que solo podrá ser revocado si se revoca a todos los miembros del consejo de administración, en cuyo caso las personas sustituidas no podrán ser nombradas con tal carácter durante los 12 meses inmediatos siguientes a la fecha de revocación;
- Los titulares de acciones con derecho a voto (incluso limitado o restringido) que en lo individual o en conjunto representen el 20% o más del capital social, podrán oponerse judicialmente a las resoluciones dictadas en las asambleas generales respecto de las cuales tengan derecho a voto, sin que resulte aplicable el porcentaje a que se refiere el artículo 201 de la Ley General de Sociedades Mercantiles, o cualquier otra disposición que la sustituya de tiempo en tiempo, y demás disposiciones aplicables, siempre que se cumplan ciertos requisitos;
- Los accionistas que, en lo individual o en su conjunto, sean titulares de acciones con derecho a voto (incluso limitado o restringido, o sin derecho a voto) por cada 10% o más del capital social que representen, podrán ejercer directamente la acción de responsabilidad en contra de cualesquier o todos los consejeros, del Director General o de cualquier directivo relevante por incumplimiento con los deberes de diligencia y lealtad, a favor de la Emisora o de la persona moral que esta controle o en la que tenga una influencia significativa. Esta responsabilidad solamente será en beneficio nuestro y las acciones para ejercerla prescriben a los cinco años; y
- Los accionistas que, individual o conjuntamente, posean acciones con o sin derecho a voto que representen el 10% o más de nuestro capital social en circulación, tendrán derecho a nombrar y/o destituir, mediante acuerdo adoptado en una asamblea general de accionistas, a un consejero por cada 10% del capital social en circulación que posea dicho consejero sólo podrá ser destituido si todos los miembros del consejo de administración son destituidos, en cuyo caso los consejeros que hayan sido destituidos no volverán a ser nombrados durante los 12 meses siguientes a la fecha de su remoción.

Restricciones a la Transferencia de Acciones

Toda adquisición directa o indirecta, de acciones, o intento de adquisición de acciones, de cualquier naturaleza y como quiera que se denomine, conforme a cualquier título o esquema legal, que se pretenda realizar, ya sea en una o varias operaciones o actos simultáneos o sucesivos de cualquier naturaleza jurídica, sin límite de tiempo entre sí, ya sea mediante una bolsa de valores o no, en México o en el extranjero, incluyendo operaciones estructuradas como fusiones, reorganizaciones corporativas, escisiones, consolidaciones, adjudicación o ejecución de garantías u otras operaciones o actos jurídicos

similares (cualquiera de dichas operaciones, una “Adquisición”), por una o más Personas, Personas Relacionadas, Grupo de Personas, Grupo Empresarial o Consorcio, requerirá para su validez el acuerdo favorable, previo y por escrito, del consejo de administración, cada vez que el número de acciones que se pretenda adquirir, cuando se sumen a las acciones que integren su tenencia previa de acciones en la Emisora, en su caso, dé como resultado que el adquirente sea titular de un porcentaje en el capital social equivalente o mayor al 10%. Una vez que se alcance dicho porcentaje, cualquier Adquisición posterior de acciones por parte de cada una de dichas Personas, Personas Relacionadas, Grupo de Personas, Grupo Empresarial o Consorcio mediante la cual adquieran acciones adicionales de la Emisora que representen un 2% o más deberá notificarse al consejo de administración de la Emisora en el domicilio corporativo de la Emisora (a través del presidente del consejo con copia para el secretario no miembro del consejo de administración de la Emisora). Para evitar dudas, no se requiere ninguna autorización adicional para realizar dichas adquisiciones o celebrar Acuerdos de Voto hasta que el porcentaje de participación en el capital sea igual o mayor a una participación del 20%.

También se requerirá el acuerdo previo favorable del consejo de administración, por escrito, para la celebración de convenios, orales o escritos, independientemente de su denominación o del título o clasificación que se les dé, como consecuencia de los cuales se formen o adopten mecanismos o acuerdos de asociación de voto, voto en bloque o de voto vinculado o en conjunto o ciertas acciones se combinen o compartan de alguna otra manera, que impliquen un cambio en el control de la emisora o una participación del 20% en la Emisora, excluyendo los Acuerdos de Voto temporales que se celebren en relación con una asamblea general de accionistas, con el propósito de designar consejeros de minoría.

Para estos efectos, la Persona que individualmente, o conjuntamente con la o las Personas Relacionadas de que se trate o bien, el Grupo de Personas, Grupo Empresarial o Consorcio que pretenda realizar cualquier Adquisición o celebrar cualesquier Acuerdos de Voto, deberán presentar una solicitud de autorización por escrito a la consideración del Consejo de Administración. Dicha solicitud deberá ser dirigida y entregada, en forma indubitable, al presidente del consejo de administración, con copia al secretario no miembro del mismo, en el domicilio de la Emisora. La solicitud mencionada deberá entregarse bajo protesta de decir verdad y deberá contener la siguiente información:

- el número y clase o serie de acciones de las que la o las Personas de que se trate y/o cualquier Persona Relacionada con la o las mismas o el Grupo de Personas, Grupo Empresarial o Consorcio (A) sea propietario o copropietario, ya sea directamente o a través de cualquier Persona o Persona Relacionada, y/o (B) respecto a las cuales haya celebrado un Acuerdo de Voto;
- el número y clase o serie de acciones que pretendan adquirir, mediante la Adquisición, ya sea directa o indirectamente, por cualquier medio, o que serán materia de cualquier Acuerdo de Voto, así como, en su caso, el precio mínimo pagadero por cada acción respecto de la cual pretendan realizar la Adquisición;
- (A) el porcentaje que las acciones a que se refiere el inciso (i) anterior representen del total de las acciones emitidas por la Emisora, y (B) el porcentaje que la suma de las acciones a que se refieren los incisos (i) y (ii) anteriores representen del total de acciones emitidas por la Emisora, en el entendido, que para dicho propósito podrá basarse en el número total de acciones reportadas por la Emisora a la bolsa de valores en la que se coticen sus acciones;
- la identidad y nacionalidad de la o las Personas, Grupo de Personas, Consorcio o Grupo Empresarial que pretenda realizar la Adquisición o celebrar el Acuerdo de Voto de que se trate;

en el entendido que si cualquiera de ellas es una Persona Moral, deberá especificarse la identidad y nacionalidad de cada uno de los socios, accionistas, fundadores, beneficiarios o cualquier equivalente, que finalmente, directa o indirectamente, tengan el Control de dicha Persona Moral;

- las razones y objetivos por los cuales pretenda realizar una Adquisición o celebrar el Acuerdo de Voto de que se trate, mencionando particularmente si tiene el propósito de adquirir, directa o indirectamente: (A) acciones adicionales a aquellas referidas en la solicitud de autorización; (B) una Participación del 20%; (C) el Control de la Emisora; o (D) Influencia Significativa en la Emisora, así como el rol que se pretende tener respecto de las políticas y administración de la Emisora, y cualquier modificación que quisieren proponer respecto de las políticas y administración de la Emisora;
- si tiene participación directa o indirecta (y el monto de dicha participación) en el capital social o en la administración u operación de un Competidor o cualquier Persona Relacionada con un Competidor, o si tiene cualquier relación económica o de negocios con un Competidor o con cualquier Persona Relacionada con un Competidor, o si cualquiera de sus Personas Relacionadas son Competidores;
- si tiene la facultad de adquirir las acciones o celebrar el Acuerdo de Voto de que se trate, de conformidad con lo previsto en los estatutos sociales de la Emisora y en la legislación aplicable; de ser el caso, si está en proceso de obtener cualquier consentimiento o autorización, de qué persona, y los plazos y términos en los que espera obtenerlo;
- el origen de los recursos económicos que pretenda utilizar para pagar el precio de las acciones objeto de la solicitud; en el supuesto que los recursos provengan de algún financiamiento, el solicitante deberá especificar la identidad y nacionalidad de la Persona que le provea de dichos recursos y si dicha Persona es un Competidor o una Persona Relacionada con un Competidor, y la documentación que evidencie el acuerdo de financiamiento respectivo y los términos y condiciones de dicho financiamiento. El consejo de administración puede solicitar a la Persona que envíe dicha solicitud, según lo considere necesario para garantizar el pago del respectivo precio de compra y antes de conceder cualquier autorización de conformidad con lo anterior, evidencia adicional respecto del acuerdo de financiamiento (incluyendo evidencia de que no existen condiciones en dicho acuerdo) o, la constitución o el otorgamiento de (A) fianza, (B) fideicomiso de garantía, (C) carta de crédito irrevocable, (D) depósito, o € cualquier otro tipo de garantía, por hasta una cantidad equivalente al 100% del precio de las acciones que se pretenden adquirir o que sean materia de la operación o convenio de que se trate, designando a los accionistas, ya sea directamente o a través de la Emisora, como beneficiarios, con objeto de asegurar el resarcimiento de los daños y perjuicios que pudiere sufrir la Emisora o sus accionistas por la falsedad de la información presentada o como consecuencia de la solicitud o por cualquier acto u omisión del solicitante, directa o indirectamente, o como consecuencia de que la operación de que se trate no pueda completarse, por cualquier causa, relacionada o no con el financiamiento;
- la identidad y nacionalidad de la institución financiera que actuaría como intermediario, en el supuesto de que la Adquisición de que se trate se realice a través de oferta pública;

- de ser el caso, por tratarse de una oferta pública de compra, copia del proyecto de reporte anual informativo o documento similar, que tenga la intención de utilizar para la adquisición de las Acciones o en relación con la operación o convenio de que se trate, completo a esa fecha, y una declaración respecto a si el mismo ha sido autorizado por, o presentado a autorización de, las autoridades competentes (incluyendo la Comisión Nacional Bancaria y de Valores); y
- un domicilio en la Ciudad de México, México, para recibir notificaciones y avisos en relación con la solicitud presentada.

En los casos que el consejo de administración así lo determine, en virtud de la imposibilidad de conocer cierta información al recibir la solicitud respectiva, de que dicha información todavía no pueda ser divulgada o por otras razones, el consejo de administración podrá, a su entera discreción, exceptuar el cumplimiento de uno o más de los requisitos antes mencionados al solicitante.

- Dentro de los 15 Días Hábiles siguientes a la fecha en que hubiera recibido la solicitud de autorización a que se refiere el párrafo 1 anterior, el presidente o el secretario no miembro estarán obligados a convocar a una sesión del consejo de administración para considerar, discutir y resolver sobre la solicitud de autorización mencionada. Las convocatorias para las juntas del consejo de administración deberán ser formuladas por escrito y enviados de conformidad con las disposiciones de los estatutos sociales de la Emisora.
- El consejo de administración podrá solicitar a la Persona que pretenda realizar la Adquisición o celebrar el Acuerdo de Voto correspondiente, la documentación adicional y las aclaraciones que considere necesarias para analizar adecuadamente la solicitud, así como sostener cualesquiera reuniones, para resolver sobre la solicitud de autorización que le hubiere sido presentada; en el entendido que cualquier solicitud de esa naturaleza por parte del consejo de administración deberá realizarse durante los 20 días naturales siguientes a la recepción de la solicitud, y en el entendido que la solicitud no se considerará como final y completa, sino hasta que la Persona que pretenda realizar la Adquisición o celebrar el Acuerdo de Voto, presente toda la información adicional y haga todas las aclaraciones que el consejo de administración solicite.

El consejo de administración estará obligado a resolver cualquier solicitud de autorización que se reciba en los términos de los estatutos sociales de la Emisora dentro del periodo de 90 días naturales que sigan al envío de la solicitud o a la fecha en que la solicitud sea finalizada de conformidad con lo establecido en el párrafo anterior.

El consejo de administración debe emitir una resolución aprobando o rechazando la solicitud, en el entendido de que si el consejo de administración no resuelve dentro del plazo de 90 días naturales citado, se considerará que la solicitud de autorización fue negada. En cualquier caso, el consejo de administración actuará conforme a los lineamientos establecidos en el segundo párrafo de las "*Disposiciones Generales*" que se insertan más adelante y deberá justificar su decisión por escrito.

- Para considerar válidamente instalada una sesión del consejo de administración, en primera o ulterior convocatoria, para tratar cualquier asunto relacionado con cualquier solicitud de autorización o convenio a que se refieren los estatutos sociales de la Emisora, se requerirá la asistencia de cuando menos el 66% de sus miembros propietarios o de sus respectivos suplentes. Las resoluciones serán válidas cuando se tomen por el 66% de los integrantes del consejo de administración.

- En el supuesto que el consejo de administración autorice la Adquisición de acciones planteada o la celebración del Acuerdo de Voto propuesto, y dicha adquisición, operación o convenio implique o tenga como resultado (a) la adquisición de una participación del 30% o mayor, pero sin que ello implique un cambio de Control, adicionalmente a cualquier requisito de autorización establecido en esta sección, la Persona o Grupo de Personas que pretendan realizar la Adquisición o celebrar el Acuerdo de Voto, deberán previo a la adquisición de las acciones o celebración del Acuerdo de Voto respectivo objeto de la autorización, llevar a cabo una oferta de compra por el porcentaje del capital social de la Emisora equivalente a la proporción de acciones en circulación que se pretenda adquirir o por el 10%, lo que resulte mayor, bajo las condiciones que en su caso hubiese autorizado el consejo de administración, (b) un cambio de Control, o (iii) la adquisición de Influencia Significativa respecto de la Emisora, adicionalmente a cualquier requisito de autorización establecido en los estatutos sociales de la Emisora, la Persona o Grupo de Personas que pretendan realizar la Adquisición o celebrar el Acuerdo de Voto, deberán previo a la adquisición de las acciones o celebración del Acuerdo de Voto respectivo objeto de la autorización, llevar a cabo una oferta de compra por el 100% de las acciones en circulación, bajo las condiciones que, en su caso, hubiese autorizado.

El precio a pagar por cada una de las acciones será el mismo, independientemente de su clase o serie.

En caso que el consejo de administración recibiere, en o antes que hubiere concluido la Adquisición o la celebración del Acuerdo de Voto de que se trate, una oferta de un tercero, reflejada en una solicitud para realizar la Adquisición de al menos el mismo número de acciones de que se trate, en mejores términos para los accionistas o tenedores de acciones de la Emisora (incluyendo lo relativo al tipo de contraprestación y al precio), el consejo de administración tendrá la capacidad de considerar y, en su caso, autorizar dicha segunda solicitud, manteniendo en suspenso la autorización previamente otorgada, y sometiendo a consideración del propio consejo de administración ambas solicitudes, a efecto de que el consejo de administración apruebe la solicitud que considere conveniente, en el entendido que cualquier aprobación será sin perjuicio de la obligación de llevar a cabo una oferta pública de compra en términos de los estatutos sociales de la Emisora y de la legislación aplicable.

- (i) Aquellas adquisiciones de acciones que no impliquen (a) la adquisición de una Participación del 20%, (b) un cambio de Control o (c) la adquisición de Influencia Significativa respecto de la Emisora, podrán ser inscritas en el libro de registro de acciones de la Emisora, una vez debidamente autorizadas por el consejo de administración y que las mismas se hubieren concluido. Aquellas Adquisiciones o Acuerdos de Voto que impliquen los supuestos (a), (b) o (c) anteriores, podrán ser inscritas en el libro de registro de acciones de la Emisora hasta el momento en que la oferta pública de compra a que se refiere esta sección hubiere concluido. En consecuencia, en este caso, no podrán ejercerse los derechos resultantes de las acciones, sino hasta el momento en que la oferta pública de compra de que se trate hubiere sido concluida.
- (ii) El consejo de administración podrá negar su autorización para la Adquisición solicitada o para la celebración del Acuerdo de Voto propuesto, en cuyo caso señalará al solicitante por escrito, las bases y razones de la negativa de autorización. El solicitante tendrá el derecho de solicitar y sostener una reunión con el consejo de administración, o con un comité ad-hoc nombrado por el consejo de administración, para explicar, ampliar o aclarar los términos de su solicitud,

así como de manifestar su posición mediante un documento por escrito que presente al consejo de administración.

Disposiciones Generales

Para los efectos de los estatutos sociales de la Emisora, se entenderá que son acciones de una misma Persona, las acciones respecto de las cuales (i) cualquier Persona Relacionada sea titular, o (ii) cualquier persona moral sea titular, cuando esa persona moral sea Controlada por la Persona mencionada. Asimismo, cuando más de una Persona, de manera conjunta, coordinada o concertada, pretendan adquirir acciones, en un acto, serie o sucesión de actos, sin importar el acto jurídico que lo origine, se considerarán como una sola Persona para los efectos de los estatutos sociales de la Emisora. El consejo de administración, considerando las definiciones contempladas en los estatutos sociales de la Emisora, determinará si una o más Personas que pretendan adquirir acciones o celebrar Acuerdos de Voto deben ser consideradas como una sola Persona para los efectos de los estatutos sociales de la Emisora. En dicha determinación, se podrá considerar cualquier información que de hecho o de derecho disponga el consejo de administración.

En la evaluación que haga de las solicitudes de autorización a que se refieren los estatutos sociales de la Emisora, el consejo de administración deberá tomar en cuenta los siguientes factores y cualesquier otros que estime pertinentes, actuando de buena fe y en el mejor interés de la Emisora y de sus accionistas y en cumplimiento de sus deberes de diligencia y lealtad de conformidad con la LMV y los estatutos sociales de la Emisora: (i) el precio ofrecido por el comprador potencial y el tipo de contraprestación planteada como parte de dicha oferta; (ii) cualesquier otros términos o condiciones relevantes incluidos en dicha oferta como la viabilidad de la oferta y el origen de los fondos a ser utilizados en la Adquisición; (iii) la credibilidad y la solvencia moral y reputación del comprador potencial; (iv) el efecto de la Adquisición propuesta o del Acuerdo de Voto en el negocio de la Emisora, incluyendo su posición financiera y operativa así como sus prospectos de negocio, (v) potenciales conflictos de interés (incluyendo los derivados de que la Persona que realice la solicitud sea un Competidor o afiliada a un Competidor según se describe en párrafos anteriores) en los casos en los que la Adquisición o el Acuerdo de Voto no versen sobre el 100% de las acciones, (vi) las razones planteadas por el comprador potencial para realizar la Adquisición o celebrar el Acuerdo de Voto, y (vii) la calidad, exactitud y veracidad de la información proporcionada en la solicitud del comprador potencial.

Si se llegaren a realizar Adquisiciones de acciones o celebrar Acuerdos de Voto restringidos, sin observar el requisito de obtener la autorización previa y por escrito favorable del consejo de administración, las acciones materia de dichas Adquisiciones o de los Acuerdos de Voto no otorgarán derecho alguno para votar en ninguna asamblea de accionistas de la Emisora, lo que será responsabilidad del adquirente, grupo de adquirentes o partes del contrato, convenio o acuerdo correspondiente. Las acciones materia de dichas Adquisiciones o Acuerdos de Voto que no hayan sido aprobadas por el consejo de administración no serán inscritas en el libro de registro de acciones de la Emisora, y las inscripciones realizadas con anterioridad serán canceladas, y la Emisora no reconocerá ni dará valor alguno a las constancias o listados a que se refiere el artículo 290 de la LMV, o cualquier otra disposición que la sustituya de tiempo en tiempo, y demás disposiciones aplicables, por lo que no constituirán evidencia de la titularidad de las acciones o acreditarán el derecho de asistencia a las asambleas de accionistas, ni legitimarán el ejercicio de acción alguna, incluyendo las de carácter procesal.

Las autorizaciones otorgadas por el consejo de administración conforme a lo previsto en los estatutos sociales de la Emisora, dejarán de surtir efectos si la información y documentación con base en la cual esas autorizaciones fueron otorgadas no es o deja de ser veraz, completa y/o legal.

En caso de contravenir lo dispuesto los estatutos sociales de la Emisora, el consejo de administración podrá acordar, entre otras, las siguientes medidas, (i) la reversión de las operaciones realizadas, con mutua restitución entre las partes, cuando esto fuera posible, o (ii) la enajenación de las acciones objeto de la adquisición, a un tercero interesado aprobado por el consejo de administración al precio mínimo de referencia que determine el consejo de administración.

Lo anterior no será aplicable a (i) las Adquisiciones de acciones que se realicen por vía sucesoria, ya sea por herencia o legado, o a afiliadas o vehículos totalmente controlados por la Persona que efectúe la enajenación, (ii) la Adquisición de acciones, o la celebración de cualquier Acuerdo de Voto por parte de la Emisora, o por parte de los fideicomisos constituidos por la propia Emisora, (iii) la Adquisición de acciones por parte de algún Socio Estratégico, o (iv) la afectación a un fideicomiso de control o entidad similar que realicen en cualquier momento en el futuro los accionistas existentes a la fecha de la oferta pública inicial de las acciones de la Emisora en México.

Las disposiciones de los estatutos sociales de la Emisora se aplicarán en adición a las leyes y disposiciones de carácter general en materia de adquisiciones de valores obligatorias en los mercados en que coticen las acciones u otros valores que se hayan emitido en relación con éstas o derechos derivados de las mismas. En caso de que los estatutos sociales de la Emisora se contrapongan, en todo o en parte, a dichas leyes o disposiciones de carácter general, se estará a lo dispuesto por la ley o las disposiciones de carácter general en materia de adquisiciones de valores obligatorias.

Estas disposiciones de los estatutos sociales de la Emisora se inscribirán en el Registro Público de Comercio del domicilio de la Emisora y se deberá hacer referencia expresa a lo establecido en la misma en los títulos de las acciones representativas del capital de la Emisora, a efecto de que surta efectos frente a cualquier tercero. Las disposiciones contenidas en el Artículo 9 de nuestros Estatutos Sociales sólo podrán eliminarse o modificarse, mediante la resolución favorable de por lo menos, el 95% de las Acciones en circulación al momento de la adopción de dicha resolución.

Desliste o Cancelación del Registro de las Acciones en el RNV

En caso de que la Emisora decida cancelar la inscripción de sus Acciones Serie A en el RNV, mediante acuerdo tomado en asamblea extraordinaria de accionistas, con el voto favorable de por lo menos el 95% de los tenedores de acciones que representen el capital social de la Emisora, o, si se cancela nuestro registro, mediante resolución de la CNBV después de la oferta, la Emisora deberá llevar a cabo, previo a dicha cancelación, una oferta pública de compra en un plazo máximo de 180 días naturales contados a partir de que surta efectos el requerimiento o a la autorización de la CNBV, según sea el caso, en los términos establecidos en el artículo 108 de la LMV, o cualquier otra disposición que la sustituya de tiempo en tiempo, y demás disposiciones aplicables. Dicha oferta deberá extenderse exclusivamente a personas que no pertenezcan a un grupo de accionistas que ejerza control (según se define en la LMV) sobre nosotros. Los accionistas que ejerzan control (según dicho término se define la LMV) serán subsidiariamente responsables con la Emisora del cumplimiento de lo establecido en los estatutos sociales de la Emisora, de tratarse de un requerimiento de cancelación de la CNBV.

A fin de cumplir con lo dispuesto en el artículo 108 de la LMV, y de conformidad con lo establecido en el artículo 101 de la LMV, el consejo de administración de la Emisora deberá elaborar, a más tardar al 10º Día Hábil posterior al inicio de la oferta pública de compra, escuchando al comité de auditoría y prácticas societarias, y dará a conocer al público inversionista, su opinión respecto del precio de la oferta pública de compra y los conflictos de interés que, en su caso, tenga cada uno de los miembros del consejo de administración respecto de la oferta. Dicha opinión podrá estar acompañada de otra emitida por un experto independiente. Asimismo, los miembros del consejo de administración y el director general de la emisora

deberán revelar al público, junto con la opinión, la decisión que tomarán respecto de las acciones o valores referidos a acciones de su propiedad.

Pérdida de derechos sobre las Acciones

La Emisora se constituye de conformidad con las leyes de México. Conforme a la ley mexicana, cualquier extranjero que, en el acto de constitución o en cualquier tiempo ulterior, adquiera un interés o participación en la Emisora, se obliga formalmente ante la Secretaría de Relaciones Exteriores a considerarse como ciudadano mexicano con respecto a sus intereses o participaciones en la Emisora, así como respecto a la propiedad, derechos, concesiones, participaciones o intereses de la Emisora, y los derechos y obligaciones que deriven de los acuerdos pactados por la Emisora, y conviene en no invocar la protección de su gobierno con respecto a dicho interés, bajo la pena, en caso de faltar a su convenio, de renunciar o perder dicho interés en beneficio de México. La legislación mexicana requiere que dicha estipulación se incluya en los estatutos de todas las sociedades a menos de que dichos estatutos prohíban la adquisición de acciones por parte de extranjeros. Las reducciones a nuestro capital social podrán ser decretadas para absorber pérdidas para el caso de que cualquier accionista desee ejercer su derecho de separación en términos del artículo 206 de la Ley General de Sociedades Mercantiles o cualquier otra disposición que la sustituya de tiempo en tiempo.

ACUERDOS MATERIALES

Para mayor información en relación con los acuerdos materiales, véase “*INFORMACIÓN DE LA COMPAÑÍA – PANORAMA DE LA INDUSTRIA Y REGULATORIO – Concesiones*” y “*PANORAMA DE LA INDUSTRIA Y REGULATORIO - Liquidez y fuentes de capital - Deuda*” de este reporte anual”.

CONTROLES CAMBIARIOS

El 1 de septiembre de 2019, luego de las alteraciones del mercado provocadas por los resultados de las elecciones primarias, con el propósito de fortalecer el normal funcionamiento de la economía, propiciar una administración prudente del mercado cambiario, reducir la volatilidad de las variables financieras y contener el impacto de las variaciones de los flujos financieros sobre la economía real, el gobierno argentino emitió el Decreto No. 609/2019 por el cual se restablecieron temporalmente los controles cambiarios. El decreto: (i) restableció, originalmente hasta el 31 de diciembre de 2019, la obligación de los exportadores de repatriar el producido de las exportaciones de bienes y servicios en los términos y condiciones que establezca la normativa de aplicación del BCRA y liquidar en pesos a través del Mercado de Divisas; y (ii) autorizó al BCRA a (a) regular el acceso al Mercado de Divisas para la compra de divisas y las remesas al exterior; y (b) establecer normas para evitar prácticas y operaciones destinadas a eludir, mediante el uso de títulos valores y otros instrumentos, las medidas adoptadas a través del decreto. En la misma fecha, el BCRA emitió la Comunicación "A" 6770, que posteriormente fue modificada y complementada por otras comunicaciones del BCRA.

A la fecha de este reporte anual, las regulaciones cambiarias han sido consolidadas en una única regulación, la Comunicación "A" 6844, con sus posteriores modificaciones y complementos de tiempo en tiempo por las comunicaciones del BCRA (las "Regulaciones Cambiarias"). A continuación se describen las principales medidas de control de cambios implementadas por las Regulaciones Cambiarias:

Disposiciones específicas para las remesas entrantes

Repatriación y liquidación del producto de las exportaciones de bienes.

A partir del 2 de septiembre de 2019, y de conformidad con la sección 7.1 de las Regulaciones Cambiarias, los exportadores deberán repatriar y liquidar el producido de las exportaciones de bienes despachadas en aduana en Pesos Argentinos. Sin perjuicio de los plazos máximos para la liquidación a partir de la obtención del "cumplido de embarque" establecidos en la sección 7 de las Regulaciones Cambiarias, los ingresos por exportaciones deberán ser ingresados y liquidados a través del Mercado de Divisas dentro de los cinco días hábiles siguientes al pago de los mismos.

Aunque la Regulación Cambiaria mantiene la obligación de repatriar los ingresos de exportación a Argentina a través del Mercado de Divisas, de conformidad con la sección 2.6, los exportadores están autorizados a evitar que la liquidación sea a través de Pesos Argentinos en la medida en que: (a) los fondos se abonen en cuentas denominadas en moneda extranjera, abiertas en bancos locales a nombre del exportador; (b) los fondos se envíen a Argentina dentro del plazo aplicable establecido; (c) los fondos se apliquen de manera simultánea para efectuar pagos para los que la regulación permita el acceso al Mercado de Divisas, sujetos a cualesquier limitaciones aplicables; (d) si los fondos corresponden a los ingresos provienen de nueva deuda externa y están destinados al prepago de deuda local en moneda extranjera con bancos locales, la nueva deuda con el exterior deberá tener una vigencia promedio mayor a la deuda local que se prepaga, y (e) el mecanismo es neutral en materia fiscal.

Los desembolsos en concepto de nuevas prefinanciaciones, postfinanciaciones y anticipos a la exportación deben ingresarse a través del Mercado de Divisas en un plazo de cinco días hábiles a partir de la fecha de desembolso, con un plazo adicional de diez días hábiles para la liquidación de los fondos en el Mercado de Divisas.

Los montos en moneda extranjera originados por cobros de siniestros por coberturas relacionados con los bienes exportados, deberán ser repatriados y liquidados en Pesos Argentinos en el Mercado de Divisas, hasta por el monto de los bienes exportados asegurados.

Adicionalmente, mediante la sección 8 de la Regulación Cambiaria, el BCRA restableció el sistema de vigilancia de los ingresos de exportación, estableciendo las normas que rigen ese proceso de vigilancia y sus excepciones. Los exportadores deberán designar a una entidad financiera a cargo de vigilar el cumplimiento de las obligaciones mencionadas.

El Decreto N° 661/2019 aclaró que el cobro de los beneficios a la exportación previstos en el Código Aduanero Argentino estará sujeto a que el exportador cumpla con las obligaciones de repatriación y liquidación en pesos impuestas por la nueva normativa.

Mediante la Comunicación "A" 7200 (modificada por la Comunicación "A" 7273), el BCRA creó el "Registro de Información de Cambios de Exportadores e Importadores" ("RICEI"). Periódicamente, el BCRA publicará el listado de empresas que, en función de la importancia de sus actividades exportadoras y/o importadoras, deberán cumplir con este registro. A partir del 1 de mayo de 2021, el incumplimiento de la inscripción en el registro, estando identificada como entidad obligada, dará lugar a la necesidad de obtener autorización del BCRA para cualquier compra de divisas por parte de las empresas correspondientes. En marzo de 2021, el BCRA publicó a través de la Comunicación "C" 89476 el primer listado de empresas obligadas a inscribirse en el RICEI. La Sociedad fue incluida en dicho listado y cumplió con la inscripción requerida.

Aplicación de los ingresos de exportación

Sujeto a ciertos requerimientos, las Regulaciones Cambiarias autorizan la aplicación de los ingresos de exportación al reembolso de (i) financiaciones previas a la exportación y financiaciones a la exportación otorgadas o garantizadas por entidades financieras locales; (ii) financiaciones previas a la exportación y anticipos a la exportación del exterior liquidados en el Mercado de Divisas, siempre que las operaciones correspondientes hayan sido celebradas a través de escrituras públicas o registros públicos; (iii) endeudamiento financiero en virtud de contratos celebrados con anterioridad al 31 de agosto de 2019 que prevean la cancelación de los mismos a través de la aplicación en el exterior de los fondos de exportación; (iv). otros endeudamientos financieros del exterior sujetos a ciertos requisitos según lo establecido en las Secciones 7.9 y 7.10 de las Regulaciones Cambiarias. Asimismo, permite que los ingresos de exportación se mantengan en el exterior para garantizar el pago de nuevos endeudamientos, siempre que se cumplan ciertos requisitos. Todos los demás usos de los ingresos de exportación estarán sujetos a la aprobación previa del BCRA.

Cobros locales por exportaciones de suministros a bordo de medios de transporte de bandera extranjera (régimen de ranchos)

El punto 8.5.18 establece que, en lo que respecta a la cobranza local por exportaciones de provisiones de a bordo a medios de transporte de bandera extranjera, se considerará que se cumple total o parcialmente con el seguimiento del permiso de embarque, por un monto equivalente al pagado localmente en pesos y/o en moneda extranjera al exportador por un agente local propietario del medio de transporte de bandera extranjera, siempre y cuando se cumplan las siguientes condiciones:

- La documentación permita a la entidad verificar que la entrega de la mercadería exportada se ha realizado en el país, que el agente local que representa a la empresa propietaria del medio de transporte de bandera extranjera realizó el pago al exportador localmente, y en qué moneda se realizó el pago.
- La entidad financiera emitirá una certificación en la que conste que la empresa propietaria del medio de transporte de bandera extranjera habría tenido acceso al Mercado de Divisas

de acuerdo con la Sección 3.2.2. de las Regulaciones Cambiarias por el monto equivalente en moneda extranjera que se pretende computar al permiso de embarque. La entidad financiera que emite dicha certificación ha verificado previamente el cumplimiento de todos los demás requisitos establecidos en la Sección 3.2.2. de las Regulaciones Cambiarias, salvo lo dispuesto en la Sección 3.16.13. Adicionalmente, el agente local que representa a la empresa propietaria del medio de transporte de bandera extranjera habrá presentado una declaración jurada en la que manifieste que (a) no ha transferido fondos al exterior o (b) transferirá fondos al exterior por el monto proporcional de las operaciones incluidas en la certificación.

- En el caso de que los fondos hayan sido recibidos en Argentina en moneda extranjera, se requiere una certificación de que se ha realizado la liquidación de los fondos a través del Mercado de Divisas.

El agente local de la empresa propietaria del medio de transporte de bandera extranjera no deberá haber utilizado este mecanismo por un monto superior a 2,000,000 dólares en el mes calendario.

Venta de activos no financieros no producidos

De acuerdo con la Sección 2.3 de las Regulaciones Cambiarias, el producto en moneda extranjera de la venta de activos no financieros no producidos debe ser repatriado y liquidado en pesos en el mercado de divisas dentro de los cinco días hábiles siguientes a la percepción de los fondos en el país o en el exterior, o a su acreditación en cuentas del exterior.

Endeudamiento financiero con el exterior

De acuerdo con la Sección 2.4 de las Regulaciones Cambiarias para que los deudores residentes puedan acceder al Mercado de divisas para repatriar el endeudamiento financiero con el exterior desembolsado a partir del 1 de septiembre de 2019, el producto del préstamo debe haber sido liquidado a través del Mercado de divisas y la operación debe haber sido declarada en el Régimen de Información de Activos y Pasivos con el Exterior. En consecuencia, aunque la liquidación del producto del préstamo no es obligatoria (es decir, el producto del préstamo puede conservarse y aplicarse directamente en el extranjero), el hecho de no liquidarlo impedirá el acceso futuro al Mercado de Divisas a efectos de reembolso.

Aunque las Regulaciones Cambiarias mantienen la obligación de ingresar los montos relacionados con el endeudamiento financiero externo a través del Mercado de Divisas como condición previa para acceder al mismo para efectuar los pagos correspondientes, la Sección 2.6 también autoriza al exportador a evitar el ingreso y liquidación por Pesos argentinos en la medida en que (a) los fondos se acrediten en cuentas denominadas en moneda extranjera a nombre del residente local, abiertas en entidades financieras locales; (b) el ingreso se efectúe dentro del plazo para la liquidación de los fondos en el Mercado de Divisas que sea aplicable a la operación.; (c) los fondos en moneda extranjera se apliquen simultáneamente a la realización de pagos para los cuales las Regulaciones Cambiarias permite el acceso al Mercado de Divisas contra moneda local, considerando los límites previstos para cada concepto involucrado; (d) 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, y (e) el mecanismo resulte neutro en materia fiscal.

Sujeto al cumplimiento de las condiciones de acceso, se concederá acceso al Mercado de Divisas para atender el pago de servicios de capital al vencimiento o hasta con tres días hábiles de antelación. Además, según lo dispuesto en la Sección 3.5.3.1 de las Regulaciones Cambiarias, se concederá acceso

al Mercado de Divisas para los pagos anticipados, siempre que se cumplan todas las condiciones siguientes (i) la precancelación sea efectuada en manera simultánea con los fondos liquidados de un nuevo endeudamiento con el exterior de carácter financiero desembolsado a partir del 17.10.19; (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. La Comunicación "A" 7532 estableció reglas específicas aplicables al acceso al Mercado de Divisas para la precancelación de financiaciones denominadas en moneda extranjera otorgadas por bancos locales y para la precancelación de títulos de deuda registrados localmente pagaderos en moneda extranjera.

Además, de conformidad con las Regulaciones Cambiarias, el acceso al Mercado de Divisas para la precancelación de intereses en el contexto de un proceso de canje de títulos de deuda se concederá siempre que se cumplan las siguientes condiciones (i) la precancelación se realice en el contexto de un canje de valores de deuda emitidos por el deudor; (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. Las Regulaciones Cambiarias también permiten el pago anticipado de los servicios de la deuda en el contexto de la refinanciación obligatoria impuesta por la Comunicación "A" 7106 (modificada y ampliada de vez en cuando), como se explica más adelante.

Además, la Sección 3.11.1 de las Regulaciones Cambiarias autoriza (1) a los prestatarios locales bajo (A) endeudamiento financiero con el exterior con acreedores no vinculados y (B) deudas comerciales por importaciones de bienes y/o servicios con una entidad financiera del exterior o agencia oficial de crédito a la exportación, y (2) fideicomisos constituidos en el país para garantizar el endeudamiento detallado en (A) y (B) arriba, a acceder al Mercado de Divisas para comprar moneda extranjera para financiar cuentas de garantía de futuros servicios de la deuda por los montos requeridos bajo los acuerdos de préstamo correspondientes, sujeto al cumplimiento de las siguientes condiciones: (a) que el endeudamiento correspondiente tenga acceso al Mercado de Divisas para su amortización y que los acuerdos prevean cuentas de garantía del servicio de la deuda; (b) los fondos adquiridos sean depositados en cuentas abiertas en entidades financieras locales en el marco de las condiciones establecidas en los contratos. Únicamente se admitirá la constitución de las garantías en cuentas abiertas en entidades financieras del exterior cuando aquella sea la única y exclusiva opción prevista en los contratos de endeudamiento contraídos con anterioridad al 31 de agosto de 2019; (c) las garantías acumuladas en moneda extranjera, que podrán ser utilizadas para el pago de servicios, no superen el valor a pagar en el próximo vencimiento de servicios; (d) las compras diarias de divisas para financiar la cuenta de reserva del servicio de la deuda no superen el 20% del importe máximo mencionado en (c); y (e) la entidad interviniente deberá revisar los documentos de financiación y confirmar que se cumplen las condiciones mencionadas. Los fondos no aplicados en la cuenta de garantía del servicio de la deuda para cancelar el servicio de la deuda deberán ser liquidados en pesos argentinos a través del Mercado de Divisas dentro de los cinco días hábiles siguientes a la fecha de pago del servicio de la deuda correspondiente.

Adicionalmente la Sección 3.11.2 de las Regulaciones Cambiarias también autorizó a los residentes locales a acceder al Mercado de Divisas para la cancelación de endeudamiento financiero externo y títulos de deuda locales con acceso al Mercado de Divisas antes del vencimiento de dicho endeudamiento, sujeto al cumplimiento de las siguientes condiciones (a) los fondos adquiridos deben estar depositados en cuentas denominadas en moneda extranjera a su nombre abiertas en entidades financieras locales; (b) se permite el acceso al Mercado de Divisas hasta cinco días hábiles antes del plazo aplicable; (c) las compras diarias de moneda extranjera no superarán el 20% del importe a cancelar al vencimiento; y (d) la entidad

interviniente debe confirmar que se han cumplido todos los requisitos aplicables. Los fondos no aplicados a la cancelación del servicio de la deuda o al pago de amortizaciones deberán ser liquidados en pesos argentinos en el Mercado de Divisas dentro de los cinco días hábiles de la fecha de pago correspondiente.

No obstante lo anterior (i) De acuerdo con la Sección 3.5.7. de las Normas Cambiarias, hasta el 31 de diciembre de 2023 el acceso al Mercado de Divisas para la cancelación de servicios de capital de endeudamientos financieros con el exterior con partes relacionadas no residentes está sujeto a la aprobación previa del BCRA. La restricción no se aplicará (i) a operaciones de entidades financieras locales; (ii) a financiamientos ingresados y liquidados a través del Mercado de Divisas a partir del 2 de octubre de 2020 con una vida promedio de al menos dos años; (iii) en la medida que el deudor cuente con una Certificación de Incremento de Exportaciones por un monto al menos igual a los servicios de deuda a pagar a la parte vinculada; o (iv) sujeto a topes específicos, a beneficiarios del Régimen de Acceso a Divisas para la Producción Incremental de Petróleo Crudo y/o de Gas Natural (Decreto N° 277/2022).

(ii) De conformidad con la Sección 3. 17 de las Regulaciones Cambiarias, toda persona que deba efectuar amortizaciones de capital con vencimiento hasta el 31 de diciembre de 2023 por las siguientes operaciones (a) endeudamientos financieros con el exterior del sector privado no financiero con un acreedor que no sea una contraparte vinculada del deudor, o (b) endeudamientos financieros con el exterior por operaciones propias de las entidades; o (c) emisiones de títulos de deuda públicamente registrados en Argentina y denominados en moneda extranjera por clientes del sector privado o de las propias entidades, para acceder al Mercado de Divisas deberá presentar ante el BCRA una declaración detallada de un plan de refinanciación basado en los siguientes criterios: (a) que el monto neto por el cual se otorgará acceso al Mercado de Divisas en los plazos originales no supere el 40% del monto de capital que se encontraba vencido, y (b) que el monto de capital restante haya sido refinanciado, como mínimo, por un nuevo endeudamiento externo con una vida promedio de dos años.

Lo anterior no se aplica a (i) financiamientos concedidos o garantizados por organismos internacionales de crédito (o sus organismos asociados) u organismos oficiales de crédito; (ii) pagos de principal que no superen los US\$2.000.000 mensuales; (iii) endeudamientos originados a partir del 1 de enero de 2020 y cuyos fondos hayan sido ingresados y liquidados en el Mercado de Divisas, en la medida que hayan implicado un ingreso neto de fondos al país.; (iv) endeudamiento contraído a partir del 1 de enero de 2020, cuyo producto haya sido ingresado y liquidado a través del Mercado de Divisas; (v) endeudamientos originados a partir del 1 de enero de 2020 y que constituyan 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 de las Regulaciones Cambiarias; y (vi) el saldo restante del principal refinanciado.

Además, se considerará cumplido el plan de refinanciación cuando el deudor acceda al Mercado de Divisas por un importe superior al 40% de los pagos de principal correspondientes, en la medida en que el deudor por un importe igual o superior al exceso sobre el 40%: (i) registre liquidaciones en el Mercado de Divisas a partir del 9 de octubre de 2020 para emisiones de títulos de deuda con registro público en el exterior u otros endeudamientos financieros con el exterior; (ii) registre liquidaciones en el mercado de divisas a partir del 9 de octubre de 2020 para emisiones de títulos de deuda con registro público en el país denominados en moneda extranjera que cumplan con las condiciones establecidas en la sección 3ª. 6.1.3 de las Disposiciones Cambiarias 7490; (iii) cuente con una "Certificación de incremento de exportaciones de bienes" emitida bajo el punto 3.18 de las Disposiciones Cambiarias o una "Certificación bajo los regímenes de acceso a divisas para la producción incremental de petróleo y/o gas natural (Decreto No. 277/22); o (iv) la operación se realice mediante una operación de canje y/o arbitraje con fondos depositados en una "Cuenta especial para el régimen de promoción de la economía del conocimiento. Decreto No.

679/22" del cliente y éste cuenta con una "Certificación para aportes de inversión directa en el marco del Régimen de Promoción de la Economía del Conocimiento (Decreto No. 679/22)".

Conforme a la sección 3.6.4.4. de las Regulaciones Cambiarias en el contexto de las operaciones realizadas en virtud de la sección 3.17 de las Regulaciones Cambiarias, el deudor está autorizado a la precancelación del principal y/o los intereses, hasta 45 días por adelantado, siempre que se cumplan las siguientes condiciones: (i) 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 (ii) 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.

Además, de conformidad con la sección 3.5.1.7. de las Regulaciones Cambiarias, en el caso de valores de deuda con registro público, denominados en moneda extranjera, emitidos a partir del 7 de enero de 2021 para refinanciar deudas preexistentes mediante la ampliación de su vida media, se concederá acceso al Mercado de Divisas por un importe equivalente al principal refinanciado y a los intereses devengados hasta la fecha de la refinanciación y, siempre que los nuevos títulos de deuda registren vencimientos de capital previstos en un plazo de dos años, a los intereses que se devengarían durante los dos primeros años por el endeudamiento refinanciado y/o por la postergación del capital refinanciado y/o por los intereses que se devengarían sobre los montos así refinanciados.

Disposiciones específicas sobre el acceso al mercado de divisas

Requisitos generales

Como regla general, y en adición a las reglas relativas al propósito específico para el acceso, ciertos requisitos generales deben ser cumplidos por una empresa o individuo local para acceder al Mercado de Divisas para la compra de moneda extranjera o su transferencia al exterior (es decir, pagos de importaciones y otras compras de bienes en el exterior; pago de servicios prestados por no residentes; remesas de utilidades y dividendos; pago de capital e intereses de endeudamiento externo; pagos de intereses de deudas para la importación de bienes y servicios, entre otros) sin necesidad de aprobación previa del BCRA. Se trata de los siguientes:

- durante los 90 días anteriores a la fecha de dicho acceso, la empresa local no debe haber
 - (i) concertado ventas en el país de títulos valores con liquidación en moneda extranjera, (ii) realizado transferencias de títulos valores a entidades depositarias del exterior, (iii) realizado canjes de títulos valores emitidos por residentes por activos externos, (iv) adquirido en el país títulos valores emitidos por no residentes con liquidación en pesos, o (v) a partir del 22 de julio de 2022, (x) adquirido certificados de depósitos argentinos representativos de acciones extranjeras, (y) adquirido títulos valores representativos de deuda privada emitida en jurisdicción extranjera; (i.e., valores emitidos por emisores del sector privado, en contraposición a emisiones del sector público) emitidos fuera de Argentina, o (z) entregado fondos en moneda local ni otros activos locales (excepto fondos en moneda extranjera depositados en entidades financieras locales) a cualquier persona humana o jurídica, residente o no residente, vinculada o no, recibiendo como contraprestación previa o posterior, de manera directa o indirecta, por sí misma o a través de una entidad vinculada, controlada o controlante, activos externos, criptoactivos o títulos valores depositados en el exterior. (cualquiera de las operaciones enumeradas en (i) a (z), una "Operación de Valores Restringida"); o

- entregó Pesos u otros activos líquidos locales (por ejemplo, bonos soberanos argentinos) a cualquier persona física o jurídica que tenga un interés de control directo en ella, a menos que (i) dicha entrega sea el resultado de compras regulares de bienes o servicios ejecutadas en el curso ordinario de sus negocios, o (ii) proporcione una declaración jurada de cada una de dichas personas físicas o jurídicas que ejerzan el control, en virtud de la cual dichas personas declaren que cumplen durante los 90 días siguientes a dicho acceso al Mercado de Divisas, no lleven a cabo ninguna Operación de Valores Restringida; y
- en la fecha de dicho acceso, la empresa local debe
 - no disponer de activos externos líquidos o certificados de depósito argentinos representativos de acciones emitidos por sociedades no residentes por un monto total superior a 100.000 dólares estadounidenses. La Comunicación "A" 7030 del BCRA contiene un listado no taxativo de activos que califican como "activos externos líquidos " a los efectos de la misma, entre los que se incluyen billetes y monedas en moneda extranjera, lingotes de oro, depósitos a la vista en bancos extranjeros y, en general, cualquier otra inversión que permita la disponibilidad inmediata de moneda extranjera (vgr, bonos y valores extranjeros, cuentas de inversión en gestores de inversiones extranjeros, criptoactivos, efectivo en proveedores de servicios de pago, etc.).
 - depositar todas sus tenencias locales de moneda extranjera en cuentas mantenidas en instituciones financieras locales,
 - comprometerse a liquidar a través del Mercado de Divisas, en un plazo de cinco días hábiles a partir de su recepción, los fondos recibidos en el extranjero como consecuencia de la devolución de préstamos, la liberación de depósitos a plazo o la venta de cualquier tipo de activo, en la medida en que el activo haya sido adquirido originalmente, el depósito realizado o el préstamo concedido, según el caso, después del 28 de mayo de 2020,
 - comprometerse a, durante los 90 días siguientes a dicho acceso al Mercado de Divisas, no realizar ninguna Operación de Valores Restringida, y
 - no estar incluido en la lista de "emisores de facturas o documentos equivalentes calificados como apócrifos" que lleva la Administración Federal de Ingresos Públicos.

Pago de importaciones de bienes y servicios

El punto 3.1 del Regulaciones Cambiarias 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 descripto anteriormente, conforme lo establecido por el punto 10.11 del Regulaciones Cambiarias, desde el 1 de enero de 2023, 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 Regulaciones Cambiarias. 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) de las Regulaciones Cambiarias.

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 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.

Adicionalmente, se destaca que el 13 de octubre de 2022 el BCRA emitió la Comunicación "A" 7622 (posteriormente complementada por las Comunicaciones "A" 7629, 7638 y 7643) a través de la cual se introdujeron diversas modificaciones en materia de acceso al mercado de cambios para realizar pagos de

importaciones de bienes y de servicios, respectivamente (en adelante, y en conjunto con sus complementarias, la "Comunicación A 7622").

La Comunicación A 7622 dispone, que, a partir del 17 de octubre de 2022, se podrá dar acceso al mercado de cambios para realizar pagos de importaciones de bienes, a operaciones asociadas a una declaración en el Sistema de Importaciones de la República Argentina ("SIRA") en la medida que:

- a) El pago se concrete una vez cumplido el plazo en días corridos, contados a partir de la fecha del registro de ingreso aduanero de los bienes;
- b) El pago se concrete mediante canje y/o arbitraje contra una cuenta local en moneda extranjera del cliente y en la declaración SIRA se haya dejado constancia de que se usaría tal opción; o
- c) Cuando se verifique que la operación sea convalidada en el sistema informático "Cuenta Corriente Única de Comercio Exterior" implementado por AFIP y el pago encuadre en alguna de las situaciones previstas en el punto 8 de la mencionada norma;
- d) el pago sea encuadrado por el cliente dentro del monto disponible en cada año calendario, hasta el equivalente a USD 50.000 (cincuenta mil dólares estadounidenses), para realizar pagos de importaciones de bienes en forma anticipada, a la vista o diferida antes de que se cumpla el plazo previsto en la declaración SIRA.

La posibilidad de utilizar este límite anual estará sujeta a su convalidación por parte del sistema de "Cuenta Corriente Única de Comercio Exterior"

Las entidades deberán verificar los requisitos previstos para cada tipo de pago de importaciones, incluyendo aquellos contemplados en el punto 3.16. de las Regulaciones Cambiarias, con excepción de aquellos que refieran a lo previsto en los puntos 10.11. y 10.14. y el punto 2.1. de la Comunicación A 7532.

La Comunicación A 7622 también dispone que el acceso a las entidades financieras para cancelar obligaciones derivadas de cartas de crédito o letras avaladas emitidas u otorgadas a partir del 17 de octubre de 2022, en el marco de una importación en la que sea requisito contar con una declaración SIRA estará condicionado a que la entidad cuente con documentación que demuestre, al momento de la apertura o emisión por parte de la entidad, que se cumplía con las condiciones detalladas en el punto 4 de la norma.

Finalmente, el punto 9 de la Comunicación A 7622 establece diversas situaciones que permitirán el acceso al mercado de cambios con anterioridad al plazo de pago autorizado en la declaración SIRA:

- (i) Acceso con fondos originados en una financiación de importaciones de bienes otorgada por una entidad financiera local a partir de una línea de crédito del exterior. Siempre que el vencimiento de la financiación sea igual o posterior a la fecha estimada de arribo de los bienes al país más el plazo previsto en la declaración SIRA más 15 (quince) días corridos;
- (ii) acceso para realizar un pago diferido para cancelar una deuda comercial por la importación de bienes con una entidad financiera del exterior y la fecha de vencimiento de la deuda sea igual o posterior a la fecha estimada de arribo de los bienes al país al momento del otorgamiento de la financiación más el plazo previsto en la declaración SIRA más 15 (quince) días corridos; o
- (iii) el importador cuente con una "certificación de aumento de las exportaciones de bienes" por el monto por el cual pretende acceder;

(iv) se trate de pagos de importaciones de bienes realizados por: i) el sector público nacional, ii) todas las organizaciones empresariales, cualquiera sea su forma societaria, en donde el Estado Nacional tenga participación mayoritaria en el capital o en la formación de las decisiones societarias y iii) los fideicomisos constituidos con aportes del sector público nacional;

(v) acceso en forma simultánea con la liquidación de fondos en concepto de anticipos o prefinanciaciones de exportaciones del exterior o prefinanciaciones de exportaciones otorgadas por entidades financieras locales con fondeo en líneas de crédito del exterior, y en la medida que se cumplan las condiciones previstas en los puntos 9.5.1., 9.5.2., y 9.5.3. de la norma;

(vi) se trate de un pago con registro aduanero pendiente por una operación para la cual la presentación de una declaración en el Sistema de Importaciones de la República Argentina (SIRA) o el Sistema Integral de Monitoreo de Importaciones (SIMI) no sea un requisito para el registro de ingreso aduanero de los bienes, en la medida que esos bienes queden comprendidos en las situaciones previstas en el punto 8. de la Comunicación "A" 7622 y se verifiquen las condiciones previstas en cada caso; o

(vii) Se trate de un pago de bienes enmarcados en el Régimen de Importaciones para Insumos Destinados a Investigaciones Científico-Tecnológicas de la Ley 25.613 que se concreta antes de la fecha mínima de acceso requerida; en la medida que el cliente cuente con el certificado del Registro de Organismos y Entidades Científicas y Tecnológicas (ROECyT) emitido por el Ministerio de Ciencia, Tecnología e Innovación de la Nación para esos bienes.

Pago de servicios prestados por no residentes

En virtud del punto 3.2 de las Regulaciones Cambiarias 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. Asimismo, 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.

Adicionalmente a lo destacado en los párrafos anteriores, el BCRA emitió el 27 de junio de 2022 la Comunicación "A" 7532, la cual, conforme fuera enmendada por la Comunicación "A" 7606 de fecha 15 de septiembre de 2022, incorporó como requisito adicional para las operaciones de clientes alcanzadas por el Sistema Integral de Monitoreo de Pagos al Exterior de Servicios (SIMPES) o propias de la entidad por los conceptos para los cuales se requiere la declaración en dicho sistema para los clientes, que la entidad solo podrá dar acceso al mercado de cambios en la medida que se verifique alguna de las siguientes condiciones:

a) la entidad cuente con una declaración jurada del cliente dejando constancia de que el monto acumulado, incluyendo el pago que se pretende cursar, de los pagos cursados por el cliente a través del mercado de cambios por los conceptos de servicios alcanzados por la SIMPES, en el año calendario en curso y en el conjunto de las entidades, no supera el monto que surge de considerar los siguientes elementos: i) la parte proporcional, devengada hasta el mes en curso inclusive, del monto total de los pagos cursados por el importador durante el año 2021 por la totalidad de los conceptos comprendidos. En caso de

que el último monto resultase inferior a USD 50.000 (cincuenta mil dólares estadounidenses), se adoptará este último monto o el límite anual, aquel que sea menor. ii) menos el monto pendiente a la fecha por cartas de crédito o letras avaladas emitidas a su nombre por entidades financieras locales por la importación de servicios.

- b) el pago quede encuadrado en los mecanismos previstos en los puntos 3.18. y 3.19.
- c) el pago corresponda a los conceptos "S08. Prima de seguros" y "S09. Pago de siniestros".
- d) el pago se produzca a partir de los 180 (ciento ochenta) días corridos de la fecha de la prestación efectiva del servicio.
- e) el cliente accede en forma simultánea con la liquidación de un nuevo endeudamiento financiero con el exterior con una vida promedio no inferior a los 180 (ciento ochenta) días y como mínimo el 50% del capital tenga vencimiento con posterioridad a la fecha de prestación efectiva del servicio más un plazo de 90 (noventa) días.
- f) 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 con una vida promedio no inferior a los 180 (ciento ochenta) días y como mínimo el 50% del capital de la financiación tenga fecha de vencimiento con posterioridad a la fecha de prestación efectiva del servicio más un plazo de 90 (noventa) días.

Finalmente, cabe destacar que el punto 3 de la Comunicación A 7622 establece que en aquellos casos que para dar acceso al mercado de cambios para realizar pagos por servicios prestados por no residentes se requiera la presentación de una declaración efectuada a través del SIMPES en estado "APROBADA", las entidades también podrán aceptar la presentación de una declaración efectuada en el Sistema de Importaciones de la República Argentina y Pagos de Servicios al Exterior ("SIRASE") que revista el mencionado estado.

Endeudamiento financiero con el exterior

Como se mencionó anteriormente en "-Disposiciones Específicas para las Remesas al Exterior - Endeudamiento financiero con el exterior" para que los deudores residentes puedan acceder al Mercado de Divisas para cancelar el endeudamiento financiero con el exterior desembolsado a partir del 1 de septiembre de 2019, el producto del préstamo debe haber sido liquidado a través del Mercado de Divisas y la operación debe haber sido declarada en el Régimen de Información de Activos y Pasivos con el Exterior.

Hasta el 31 de diciembre de 2022, se requiere la aprobación previa del BCRA para que los residentes locales puedan acceder al Mercado de Divisas para realizar pagos de capital en virtud de un endeudamiento financiero transfronterizo con partes vinculadas (a menos que el producto del préstamo se haya liquidado a través del Mercado de Divisas después del 1 de octubre de 2020, y el préstamo tenga una vida media de al menos dos años).

La sección 3. 17 de las Regulaciones Cambiarias establece que los deudores con pagos de principal programados con vencimiento entre el 15 de octubre de 2020 y el 31 de diciembre de 2023 relativos a (i) el endeudamiento financiero exterior del sector privado no financiero con un acreedor que no sea una contraparte relacionada con el deudor; (ii) endeudamiento financiero externo por operaciones del deudor y/o (iii) emisiones de títulos de deuda registrados públicamente en Argentina, denominados en moneda extranjera, de clientes del sector privado o de las propias entidades financieras, debían presentar un plan de refinanciación al BCRA de acuerdo con los siguientes criterios (el "Plan de Refinanciación"):

- los deudores tuvieron acceso al mercado de divisas en las fechas de vencimiento originales para realizar los pagos de los montos netos de capital que no superen el cuarenta por ciento (40%) de los montos de capital adeudados; y
- el saldo del principal deberá ser refinanciado, como mínimo, mediante un nuevo endeudamiento externo con una vida media de dos (2) años.

Asimismo, además de la refinanciación concedida por el acreedor original, también se computará el producto del nuevo endeudamiento financiero exterior con otros acreedores, siempre que el producto obtenido de los mismos sea transferido y liquidado a través del Mercado de Divisas. En el caso de emisiones de títulos de deuda registrados públicamente en Argentina y denominados en moneda extranjera, también se computarán las nuevas emisiones siempre que se cumplan determinadas condiciones

Las disposiciones antes mencionadas no se aplicarán a: (i) los endeudamientos con organismos internacionales o agencias asociadas a los mismos o garantizados por ellos; (ii) los endeudamientos otorgados al deudor por organismos oficiales de crédito o garantizados por ellos; y (iii) cuando el monto por el cual se solicite el acceso al Mercado de Divisas para el pago del capital de dichos endeudamientos no supere el equivalente a US\$ 2.000.000 (dos millones de dólares estadounidenses) por mes calendario, y (iv) los endeudamientos originados a partir del 01.01. 2020 y cuyos fondos hayan sido depositados y liquidados en el mercado de divisas; (v) los endeudamientos originados a partir del 01.01.2020 y que constituyan refinanciación de vencimientos de capital posteriores a esa fecha, en la medida en que la refinanciación haya permitido alcanzar los parámetros establecidos en dicho punto; y (vi) la parte restante de los vencimientos ya refinanciados en la medida en que la refinanciación haya permitido alcanzar los parámetros establecidos en dicho punto.

Pago anticipado de capital y servicios de deudas financieras externas:

- se permitirá el acceso al Mercado de Divisas hasta 45 días corridos antes de la fecha de vencimiento para el pago de capital y servicios de deudas financieras externas o títulos de deuda registrados públicamente en Argentina y denominados en moneda extranjera, si el prepago se realiza en virtud de un proceso de refinanciación de la deuda que cumpla con lo establecido en la Sección 3.17 mencionada anteriormente y, adicionalmente, cuando se cumplan todas las siguientes condiciones: (a) que el importe de los intereses pagados no supere el importe de los intereses devengados por el endeudamiento refinanciado hasta la fecha de liquidación de la refinanciación, y (b) que el importe acumulado de los vencimientos de capital de la nueva deuda no supere el importe que hubieran acumulado los vencimientos de capital de la deuda refinanciada;
- se permitirá el acceso al Mercado de Divisas antes de la fecha de vencimiento para el pago de intereses de deudas financieras extranjeras o de títulos de deuda registrados públicamente en Argentina y denominados en moneda extranjera, si el prepago se consuma como parte de un proceso de canje de títulos de deuda emitidos por el cliente y se cumplen todas las condiciones siguientes (a) el importe pagado antes del vencimiento corresponde a los intereses devengados a la fecha de cierre del canje; b) la vida media de los nuevos títulos de deuda es superior a la vida media restante del título canjeado; y c) el importe acumulado de los vencimientos de principal de los nuevos títulos no supera en ningún momento el importe que habrían acumulado los vencimientos de principal de los títulos canjeados; y
- en lo que respecta a los reembolsos de capital programados con vencimiento entre el 15 de octubre de 2020 y el 31 de diciembre de 2023: (a) el BCRA considerará finalizado el Plan de

Refinanciación establecido en el mismo cuando el deudor acceda al Mercado de Divisas para amortizar capital por un importe superior al 40% del principal que en ese momento vencía, en la medida en que el deudor liquide moneda en el Mercado de Divisas a partir del 9 de octubre de 2020, en un monto igual o mayor al exceso sobre dicho 40%, a cuenta de (i) endeudamiento financiero con el exterior, (ii) emisión de títulos de deuda registrados públicamente en el exterior, (iii) emisión de títulos de deuda registrados públicamente en Argentina y denominados en moneda extranjera que cumplan con las condiciones establecidas en la Sección 3. 6.1.3 de las Regulaciones Cambiarias, (b) en el caso de títulos de deuda públicamente registrados en Argentina o en el exterior, emitidos a partir del 9 de octubre de 2020, con una vida promedio no inferior a dos años, y cuya entrega a los acreedores haya permitido alcanzar los parámetros previstos en el Plan de Refinanciación propuesto, se consideró cumplido el requisito de liquidación en moneda extranjera a los efectos de poder acceder al Mercado de divisas para el servicio del capital y los intereses de los mismos, y (c) el deudor cuenta con un certificado de incremento de exportaciones emitido de acuerdo con la Sección 3.18 de las Regulaciones Cambiarias.

En consonancia con el BCRA de la República Argentina, la CNV emitió la Resolución General No. 861 para facilitar la refinanciación de la deuda a través del mercado de capitales. En este sentido, la CNV dispuso que siempre que la emisora pretenda refinanciar deuda a través de una oferta de canje o de nuevas emisiones de títulos de deuda, en ambos casos a cambio o a pagar con títulos de deuda previamente emitidos por la empresa y colocados en forma privada y/o con créditos preexistentes contra dicha empresa, se considerará cumplido el requisito de colocación a través de oferta pública si la nueva emisión es suscrita de esta manera por los acreedores de la empresa cuyos títulos de deuda sin oferta pública y/o créditos preexistentes representen un porcentaje que no supere el treinta por ciento (30%) del monto agregado efectivamente colocado, y el porcentaje restante sea suscrito y pagado en efectivo o en especie por el ofrecimiento de títulos de deuda originalmente colocados mediante oferta pública, u otros títulos de deuda de oferta pública que coticen y/o se negocien en mercados autorizados por la CNV, emitidos por la misma sociedad, por personas que estén domiciliadas en Argentina o en países que no estén incluidos en la lista de jurisdicciones no cooperantes a efectos fiscales, enumeradas en el artículo 24 del Anexo del Decreto Nro. 862/2019 o cualquiera que lo reemplace en el futuro. Adicionalmente, la Resolución General N° 861 dispuso la obligatoriedad del cumplimiento de ciertas condiciones para considerar cumplido el requisito de oferta pública.

En la medida en que esté vigente el requisito de aprobación previa del BCRA para el acceso al Mercado de Divisas para la cancelación al vencimiento del capital y los intereses del endeudamiento financiero con el exterior, este requisito no se aplicará en la medida en que se cumplan todas las condiciones siguientes

- los fondos se hayan utilizado para financiar proyectos en el marco del Plan Gas.Ar;
- que los fondos hayan sido repatriados y liquidados a través del Mercado de Divisas a partir del 16 de noviembre de 2020; y
- la vida media del endeudamiento no es inferior a dos años.

Prepago de financiaciones denominadas en moneda extranjera otorgadas por instituciones financieras locales

Se requerirá la aprobación previa del BCRA de la República Argentina para acceder al Mercado de Divisas para prepagar financiaciones en moneda extranjera otorgadas por instituciones financieras locales, salvo que se trate de pagos de compras con tarjeta de crédito realizadas en moneda extranjera.

Pagos de títulos de deuda locales denominados en moneda extranjera entre residentes

El apartado 3.6 de las Regulaciones Cambiarias prohíbe el acceso al Mercado de Divisas para el pago de deudas y otras obligaciones en moneda extranjera entre residentes, contraídas a partir del 1 de septiembre de 2019. Sin embargo, establece como excepciones la cancelación a partir de su vencimiento de capital e intereses de:

- Las financiaciones en moneda extranjera otorgadas por entidades financieras locales (incluyendo los pagos por consumos en moneda extranjera a través de tarjetas de crédito).
- Obligaciones en moneda extranjera entre residentes instrumentadas a través de registros o escrituras públicas a partir del 30 de agosto de 2019.
- 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 instrumentadas a través de registros o escrituras públicas al 30 de agosto de 2019, y que impliquen un aumento de la vida media de las obligaciones.
- El pago, al vencimiento, de los servicios de capital e intereses en virtud de nuevas emisiones de títulos de deuda realizadas a partir del 29 de noviembre de 2019, con registro público en el país, denominadas y pagaderas en moneda extranjera en el país, en la medida que: (i) estén denominados y suscritos en moneda extranjera, (ii) los respectivos servicios de capital e intereses sean pagaderos en el país en moneda extranjera y (iii) la totalidad de los fondos obtenidos con la emisión se liquiden a través del mercado de divisas.
- Las emisiones realizadas a partir del 9 de octubre de 2020, 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, en la medida en que su vida promedio no sea inferior a dos años y su entrega a los acreedores haya permitido alcanzar los parámetros de refinanciación establecidos en la Sección 3.17 de las Regulaciones Cambiarias.
- Las emisiones realizadas a partir del 7 de enero de 2021 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, en la medida que hayan sido entregados a los acreedores para refinanciar deudas preexistentes con extensión de la vida media, cuando corresponda al monto del capital refinanciado, los intereses devengados hasta la fecha de refinanciación y, en la medida en que los nuevos títulos de deuda no venzan antes de 2023, el importe equivalente a los intereses que se devengarían hasta el 31 de diciembre de 2022 sobre el endeudamiento que se refinancia anticipadamente y/o sobre el aplazamiento del principal refinanciado y/o sobre los intereses que se devengarían sobre las cantidades así refinanciadas.

Pagos de obligaciones locales denominadas en moneda extranjera entre residentes

De acuerdo con la Sección 3.6 de las Regulaciones Cambiarias, el acceso al Mercado de divisas para el pago de obligaciones denominadas en moneda extranjera entre residentes argentinos a partir del 1 de septiembre de 2019 está sujeto a la aprobación previa del BCRA. Con respecto a las operaciones existentes a dicha fecha, se concederá el acceso; siempre y cuando las operaciones correspondientes

hayan sido celebradas a través de escrituras públicas o registros públicos. Estas prohibiciones no se aplican a los préstamos en moneda extranjera otorgados por entidades financieras locales, incluidos los pagos de tarjetas de crédito.

Pagos de capital de deudas con contrapartes vinculadas hasta el 31 de diciembre de 2023

Se requiere la aprobación previa del BCRA para acceder al Mercado de Divisas para realizar pagos al exterior de capital de deudas financieras cuando el acreedor sea una contraparte relacionada con el deudor. Este requisito es aplicable hasta el 31 de diciembre de 2023, de acuerdo con la Sección 3.5.7 de las Regulaciones Cambiarias. Este requisito no se aplicará a las operaciones propias de las instituciones financieras locales.

La Sección 3.5.4 de las Regulaciones Cambiarias establece que, en tanto continúe vigente el requisito de obtener la aprobación previa para acceder al Mercado de divisas para pagar, al vencimiento, el principal de endeudamiento financiero externo del sector privado no financiero cuando el acreedor sea una contraparte relacionada con el deudor, dicho requisito no será aplicable si los fondos han sido ingresados y liquidados a través del Mercado de divisas a partir del 2 de octubre de 2020 y la vida promedio del endeudamiento no es menor a dos años.

Acceso al mercado de divisas para el pago de nuevas emisiones de títulos de deuda

Los residentes están autorizados para tener acceso al Mercado de Divisas para el pago de principal y servicios de títulos de deuda denominados en el extranjero y registrados públicamente cuando el deudor haya liquidado a través del Mercado de Divisas un monto equivalente al valor nominal del endeudamiento en el extranjero.

El importe a liquidar a través del Mercado de Divisas podría tener en cuenta los títulos de deuda registrados públicamente en el extranjero emitidos para refinanciar la deuda preexistente mediante la ampliación de su vida media a partir del 7 de enero de 2021, (i) por un importe equivalente al principal refinanciado, (ii) por los intereses devengados hasta la fecha de la refinanciación y (iii) siempre que los nuevos títulos no tengan un calendario de vencimiento del principal en un plazo de dos años, los intereses que se devengarían durante los dos primeros años por el endeudamiento refinanciado y/o por el aplazamiento del principal refinanciado y/o por los intereses que se devengarían por los importes refinanciados.

Títulos debidamente registrados denominados y pagaderos en moneda extranjera en Argentina

De acuerdo con la Sección 2.5 de las Regulaciones Cambiarias, los emisores de deuda residentes tendrán acceso al Mercado de divisas para el pago al vencimiento del principal y de los intereses de las emisiones de títulos de deuda debidamente registradas que estén denominadas y sean pagaderas en moneda extranjera en Argentina, en la medida en que (i) estén totalmente suscritas en moneda extranjera, y (ii) siempre que el producto de la emisión se liquide previamente a través del Mercado de divisas. No obstante, no se exigirá la liquidación del producto de la emisión como condición para el futuro acceso al Mercado de Divisas, siempre que se cumplan determinadas condiciones (es decir, que el producto se deposite en cuentas bancarias locales denominadas en moneda extranjera dentro del plazo establecido para la liquidación del producto, y que el producto se aplique simultáneamente a operaciones que para el acceso al Mercado de Divisas, y que el mecanismo sea neutral desde el punto de vista fiscal, entre otras).

Acceso al mercado de divisas por parte de no residentes

De acuerdo con la Sección 3.13 de las Regulaciones Cambiarias, se requerirá la aprobación previa del BCRA para el acceso al Mercado de divisas por parte de no residentes para la compra de moneda extranjera, con excepción de las siguientes operaciones (a) organismos e instituciones internacionales que cumplan funciones de agencias oficiales de crédito a la exportación, (b) representaciones diplomáticas y personal consular y diplomático acreditado en el país para las transferencias que realicen en el ejercicio de sus funciones, (c) representantes de tribunales, autoridades u oficinas, misiones especiales, comisiones u organismos bilaterales establecidos por Tratados o Acuerdos Internacionales, en los que la República Argentina sea parte, en la medida que las transferencias se realicen en el ejercicio de sus funciones, (d) transferencias al exterior a nombre de personas físicas que sean beneficiarias de jubilaciones y/o pensiones pagadas por la ANSES, por hasta el monto pagado por dicho organismo en el mes calendario y en la medida que la transferencia se realice a una cuenta bancaria de propiedad del beneficiario en su país de residencia registrado, (e) compra de moneda extranjera (en efectivo) por parte de personas físicas no residentes para gastos de turismo y viajes, hasta un monto máximo de U\$S100 dólares, en la medida que la entidad financiera pueda verificar en el sistema online implementado por el BCRA que el cliente ha liquidado un monto igual o superior a la suma a comprar dentro de los 90 días anteriores a la operación; (f) las transferencias a cuentas bancarias offshore de personas físicas que sean beneficiarias de pensiones otorgadas por el Estado Nacional de acuerdo con las Leyes Nros. 24,043, 24,411 y 25,914, complementarias; y (g) repatriaciones de inversiones directas de no residentes en empresas que no sean controladoras de entidades financieras locales, en la medida que el aporte de capital haya sido ingresado y liquidado a través del Mercado de Divisas a partir del 2 de octubre de 2020 y la repatriación tenga lugar al menos dos años después de su ingreso.

Acceso al mercado de divisas para fines de ahorro o inversión de particulares

De acuerdo con la Sección 3.8 de las Regulaciones Cambiarias, los residentes argentinos pueden acceder al Mercado de divisas con fines de formación de activos en el exterior, asistencia familiar u operaciones de derivados (con algunas excepciones expresamente establecidas) por hasta U\$S 200 (a través de débitos en cuentas bancarias locales) o U\$S 100 (en efectivo) por persona y por mes a través de todas las entidades cambiarias autorizadas. Si el acceso implica una transferencia de los fondos al exterior, la cuenta de destino debe ser una cuenta de propiedad de la misma persona.

En todos los casos, se aplican los requisitos generales detallados en la sección "Disposiciones Específicas sobre el Acceso al Mercado de Divisas - Requisitos Generales".

Las compras en pesos realizadas en el exterior con tarjeta de débito y los montos en moneda extranjera adquiridos por personas físicas en el Mercado de Divisas a partir del 1 de septiembre de 2020, para el pago de obligaciones entre residentes según la Sección 3.6 de las Regulaciones Cambiarias, incluyendo los pagos por compras con tarjeta de crédito en moneda extranjera, se deducirán, a partir del mes calendario siguiente, del cupo mensual de US\$ 200. Si el importe de dichas compras supera la cuota disponible para el mes siguiente o dicha cuota ya ha sido absorbida por otras compras realizadas desde el 1 de septiembre de 2020, dicha deducción se realizará de las cuotas de los meses siguientes hasta completar el importe de dichas compras.

La entidad correspondiente verificará en el sistema en línea implementado por el BCRA si la persona no ha alcanzado los límites establecidos para el mes calendario correspondiente o no los ha superado en el mes calendario anterior y, por lo tanto, está habilitada para realizar la operación de cambio, y solicitará al cliente que presente una declaración jurada en la que manifieste que no es beneficiario de ningún "Préstamo a tasa de interés cero" contemplado en el artículo 9 del Decreto Nro. 332/2020 y sus modificaciones, "Préstamos subvencionados para empresas" y/o "Préstamos a tasa de interés cero para trabajadores independientes dedicados a actividades culturales".

Acceso al Mercado de Divisas por parte de otros residentes -excluyendo a las entidades- para la formación de activos extranjeros y para las operaciones de derivados

La sección 3.10 de las Regulaciones Cambiarias establece que el acceso al Mercado de divisas para la constitución de activos extranjeros y para operaciones de derivados por parte de gobiernos locales, fondos mutuos, otras universalidades establecidas en Argentina, requiere autorización previa del BCRA.

Acceso al mercado de divisas por parte de los fideicomisos de garantía para el pago de capital e intereses.

De acuerdo con la Sección 3.7 de las Regulaciones Cambiarias, los fideicomisos de seguridad argentinos creados para garantizar los pagos de capital e intereses de los deudores residentes pueden acceder al Mercado de divisas para realizar dichos pagos a su vencimiento programado, en la medida en que, de acuerdo con las regulaciones aplicables vigentes, el deudor hubiera tenido acceso al Mercado de divisas para realizar dichos pagos directamente. Asimismo, bajo ciertas condiciones, un fiduciario puede acceder al Mercado de Divisas para garantizar determinados pagos de capital e intereses de la deuda financiera en el extranjero y anticipar el acceso al mismo.

Operaciones con derivados

La sección 3.12 de las Regulaciones Cambiarias exige que a partir del 11 de septiembre de 2019, la liquidación de las operaciones de futuros en mercados regulados, forwards, opciones y cualquier otro tipo de derivados, celebrados en el país se realice en moneda local (es decir, pesos).

Asimismo, se permitirá el acceso al Mercado de Divisas para el pago de primas, constitución de garantías y pagos en relación con contratos de cobertura de tasa de interés celebrados por residentes y acreedores del exterior que se encuentren informados y validados, según corresponda, en el Régimen de Información de Activos y Pasivos del Exterior, siempre que dichas garantías no cubran riesgos superiores a los pasivos externos contraídos por el deudor a la tasa de interés del riesgo que se está cubriendo mediante dicha operación. El cliente que acceda al mercado local mediante este mecanismo deberá designar una institución autorizada para operar en el Mercado de Divisas que realizará el seguimiento de la operación y presentará una declaración jurada comprometiéndose a repatriar y liquidar los fondos que le correspondan como consecuencia de dicha operación o como consecuencia de la liberación del dinero de la garantía, dentro de los cinco días hábiles siguientes a la fecha en que se produzca dicho pago o liberación.

Pago de dividendos y beneficios empresariales

De acuerdo con el apartado 3.4 de las Regulaciones Cambiarias, se permite el acceso al mercado de divisas para el pago de dividendos a los accionistas no residentes, con las siguientes condiciones:

- El pago de dividendos debe resultar de estados financieros cerrados y auditados
- El importe total pagado a los accionistas no residentes no podrá superar el importe correspondiente denominado en pesos que haya determinado la junta de accionistas para distribuir como dividendos.
- En su caso, se deberá haber cumplido con el Régimen de Información de Activos y Pasivos en el Extranjero.
- La sociedad se encuentra en una de las siguientes situaciones y cumple con todas las condiciones estipuladas en cada caso:

- (a) Registra aportación de inversión directa liquidada a partir del 17 de enero de 2020. En este caso, (i) el importe total de las transferencias realizadas a través del Mercado de Divisas para el pago de dividendos a los accionistas no residentes no podrá superar el 30% del valor total de las aportaciones de capital realizadas en la correspondiente sociedad local que hayan entrado y se hayan liquidado a través del Mercado de Divisas a partir del 17 de enero de 2020; (ii) el acceso sólo se concederá una vez transcurrido un plazo no inferior a treinta (30) días naturales desde la fecha de liquidación del último aporte de capital que se tenga en cuenta para determinar el mencionado tope del 30%; y (iii) se deberá acreditar la capitalización definitiva de los aportes de capital o, en su defecto, acreditar la presentación del trámite de inscripción del aporte de capital ante el Registro Público. En este caso, la acreditación de la capitalización definitiva deberá realizarse dentro de los 365 días naturales siguientes a la fecha de la presentación inicial ante el Registro Público.
- (b) Beneficios generados en el proyecto bajo el "PLAN GAS". En este caso, (i) los beneficios generados por aportes de inversión extranjera directa ingresados y liquidados a través del Mercado de Divisas a partir del 16 de noviembre de 2020, destinados a 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 Nro. 892/20; (ii) el acceso al Mercado de Divisas se produzca no antes de dos años desde la fecha de liquidación en el Mercado de Divisas del aporte que permite el encuadre en este punto 2; y (iii) el cliente deberá presentar la documentación que respalde la capitalización definitiva del aporte.

Otras Disposiciones Específicas

Régimen especial para las financiaciones del Plan Gas IV

El apartado 3.5.5 establece que en la medida en que esté vigente el requisito de aprobación previa del BCRA para el acceso al Mercado de Divisas para la cancelación al vencimiento de capital e intereses de endeudamiento financiero en el exterior, este requisito no se aplicará en la medida en que se cumplan todas las condiciones siguientes

- 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 No. 892/20;
- los fondos han sido depositados y liquidados a través del Mercado de Divisas a partir del 16 de noviembre de 2020; y
- el endeudamiento tenga una vida media no inferior a dos años.

La sección 3.13.2 establece que las entidades podrán dar acceso al Mercado de Divisas, sin el consentimiento previo del BCRA, para la repatriación de inversiones directas realizadas por no residentes hasta el monto de los aportes de inversiones directas liquidadas en el Mercado de Divisas a partir del 16 de noviembre de 2020 siempre que se cumplan todas las condiciones siguientes

- la entidad disponga de la documentación que acredite la entrada efectiva de la inversión directa en la empresa residente;

- que el acceso se produzca no antes de dos años desde la fecha de liquidación en el Mercado de Divisas de la operación que da derecho a la inclusión en este punto;
- en caso de reducción de capital y/o devolución de aportes irrevocables realizados por la empresa local, la institución cuenta con la documentación que acredite el cumplimiento de los mecanismos legales pertinentes y haya verificado que el pasivo externo en pesos generado a partir de la fecha de no aceptación del aporte irrevocable o de la reducción de capital, según corresponda, haya sido informado en la última presentación debida en el Régimen de Información de Activos y Pasivos Externos.

En todos los casos, la entidad deberá contar con la documentación que permita verificar la autenticidad de la operación a tramitar, que los fondos fueron utilizados para financiar proyectos comprendidos en dicho plan y el cumplimiento de los demás requisitos establecidos en las Regulaciones Cambiarias.

Régimen especial del régimen de promoción de inversiones para la exportación establecido por el Decreto No. 234/21

El 8 de abril de 2021, el BCRA emitió la Comunicación "A" No. 7259, incorporada a las Regulaciones Cambiarias en la Sección 7.10, que establece que el producto de las exportaciones de bienes bajo el régimen de promoción de inversiones para exportaciones establecido por el Decreto No. 234/21 ("Régimen de Promoción") podrán aplicarse, en los términos que establezcan sus reguladores, a las siguientes operaciones: 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 del exterior 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.

Estos usos se admitirán en la medida en que se cumplan las siguientes condiciones

- El monto aplicado no supere el 20% del monto en moneda extranjera correspondiente al permiso de exportación cuyos cargos se aplican.
- Que el importe no supere el 25% del importe bruto en divisas liquidado a través del Mercado de Divisas para la financiación del proyecto que generó las exportaciones aplicadas. Este monto bruto se calculará en base a las divisas liquidadas a través del Mercado de Divisas al 7 de abril de 2021, como (i) deudas financieras externas e (ii) inversiones extranjeras directas. Las liquidaciones a través del Mercado de Divisas sólo podrán computarse una vez transcurrido un año desde que se realizó dicha liquidación.
- Los exportadores que opten por este mecanismo deberán designar una institución financiera local para el seguimiento del proyecto incluido en el Régimen de Promoción.

Además, el apartado 7.10.3 establece que los productos de exportación elegibles que no puedan ser aplicados simultáneamente a los usos admitidos podrán permanecer depositados hasta su aplicación en cuentas de corresponsalía en el exterior de entidades financieras locales y/o en cuentas locales en moneda extranjera de entidades financieras locales. En el caso de que la solicitud no se haya producido en el momento del vencimiento del plazo para la liquidación de los productos de exportación del correspondiente permiso de exportación, el exportador podrá solicitar a la entidad de control la ampliación del plazo hasta la fecha en que considere que se producirá la solicitud.

En cuanto al inciso 7.10.4, establece que los casos previstos en el punto 1) del artículo 8° bis incorporado por el Decreto No. 836/21 al Decreto No. 234/21, podrán aplicar por dos años calendario consecutivos por cada año calendario en que no se utilizó el beneficio, hasta el 40% del valor de los permisos embarcados durante los años en que se utilice el beneficio prorrogado, en la medida que el monto anual aplicado no supere el equivalente al 40% del monto bruto de divisas ingresadas para financiar el desarrollo del proyecto que genera las exportaciones aplicadas. Esta opción estará disponible una vez transcurrido el segundo año calendario desde el primer ingreso de divisas que inicie el proyecto. Dicho período podrá computarse como parte del período de no utilización que da lugar al uso del beneficio extendido. Además de lo establecido en el primer párrafo del punto 7.10.3. los fondos también podrán permanecer en cuentas bancarias de entidades financieras extranjeras que no estén constituidas en países o territorios en los que no se apliquen o se apliquen de forma insuficiente las recomendaciones del Grupo de Acción Financiera.

Finalmente, el artículo 7.10.5 establece que los supuestos previstos en el punto 2) del artículo 8° bis incorporado por el Decreto No. 836/21 al Decreto No. 234/21, podrán aplicarse durante dos años calendario consecutivos por cada año calendario en que no se haya utilizado el beneficio, hasta el 60% del valor de los permisos embarcados durante los años en que se utilice el beneficio extendido, en la medida que el monto anual aplicado no supere el equivalente al 60% del monto bruto de las divisas ingresadas para financiar el desarrollo del proyecto que genera las exportaciones aplicadas. Esta opción estará disponible una vez transcurrido el segundo año calendario desde el primer ingreso de divisas que inicie el proyecto. Dicho período podrá ser computado como parte del período de no utilización que da origen al uso del beneficio extendido. Además de lo dispuesto en el primer párrafo del punto 7.10.3., los fondos también podrán permanecer en cuentas bancarias de instituciones financieras extranjeras que no estén constituidas en países o territorios en los que no se apliquen las recomendaciones del Grupo de Acción Financiera o se apliquen de forma insuficiente.

Operaciones de swap, arbitraje y valores

Las instituciones financieras pueden realizar operaciones de swap y arbitraje de divisas con sus clientes en los siguientes casos

- una persona física que transfiera fondos de sus cuentas locales (que ya están en moneda extranjera) a sus propias cuentas bancarias fuera de Argentina.
- la transferencia de divisas al exterior por parte de los depositarios comunes de valores locales en relación con los ingresos percibidos en moneda extranjera a cuenta del servicio de capital e intereses de los bonos del Tesoro argentino, cuando dicha operación forme parte del procedimiento de pago a solicitud de los depositarios comunes extranjeros;
- las transferencias de divisas al exterior efectuadas por personas físicas desde sus cuentas locales denominadas en moneda extranjera a cuentas de recaudación en el exterior hasta un monto equivalente a 500 dólares en cualquier mes calendario, siempre que la persona física presente una declaración jurada en la que conste que la transferencia se realiza para colaborar con la manutención de residentes argentinos que se vieron obligados a permanecer en el exterior en cumplimiento de las medidas adoptadas en respuesta a la pandemia del COVID-19
- las operaciones de arbitraje no originadas en transferencias desde el exterior podrán realizarse sin ninguna restricción, en la medida en que los fondos sean debitados de una cuenta en moneda extranjera que el cliente tenga en una institución financiera local. En la medida en que los fondos no sean debitados de una cuenta en moneda extranjera mantenida por el cliente,

estas operaciones podrán ser realizadas por personas físicas, sin la aprobación previa del BCRA, hasta el monto permitido para el uso de efectivo en los puntos 3.8. y 3.13 de las Regulaciones Cambiarias;

- las operaciones de swap y arbitraje por parte de personas físicas no residentes podrán realizarse sin restricciones en la medida en que los fondos se acrediten en una "Caja de ahorro para turistas" de acuerdo con la normativa de "Depósitos de ahorro, cuenta sueldo y especiales";
- todas las demás operaciones de swap y arbitraje pueden ser realizadas por los clientes sin la aprobación previa del BCRA, en la medida en que estarían permitidas sin necesidad de dicha aprobación de acuerdo con otras Regulaciones Cambiarias. Esto también se aplica a los depositarios comunes locales de valores con respecto a los ingresos recibidos en moneda extranjera como pagos de principal e intereses de valores en moneda extranjera pagados en Argentina.

Si la transferencia se realiza en la misma moneda en la que está denominada la cuenta, la entidad financiera deberá acreditar o debitar el mismo monto que el recibido o enviado del exterior. Cuando la entidad financiera cobre una comisión o tarifa por estas operaciones, se instrumentará en un rubro específicamente designado.

Además, toda persona que tenga beneficios vigentes en pesos argentinos al amparo de las Comunicaciones "A" 6937, "A" 6993, "A" 7006, "A" 7082 del BCRA, complementarias (es decir, beneficios crediticios a tasas de interés subsidiadas) estará impedida de vender títulos a ser liquidados en moneda extranjera o de transferir dichos títulos a depositarios extranjeros, hasta que dichas facilidades hayan sido totalmente canceladas.

Ingresos por exportaciones para garantizar nuevos endeudamientos

La sección 7.9.5 de las Normas de Cambios permite que los ingresos por exportaciones de bienes y servicios mantenidos en instituciones financieras locales o extranjeras garanticen el pago de nuevos endeudamientos que hayan cumplido con la obligación de repatriación y liquidación, a partir del 7 de enero de 2021. Los fondos de estas cuentas no podrán superar en ningún momento el 125% del capital y los intereses a pagar en el mes en curso y los seis meses naturales siguientes, de acuerdo con el calendario de pagos acordado con los acreedores. Los fondos que superen dicha cantidad deberán ser repatriados y liquidados a través del mercado de divisas con sujeción a las normas de cambio aplicables.

En el caso de que el acuerdo financiero suscrito exija el depósito de los fondos por un período superior al establecido para su liquidación obligatoria, el exportador podrá solicitar la ampliación de este último período hasta cinco días hábiles después del primero.

Operaciones relacionadas con valores

De acuerdo con la Resolución General No. 895/2021 de la Comisión Nacional de Valores (CNV), se podrán realizar ventas de valores con liquidación en moneda extranjera y en jurisdicción extranjera, siempre que se respete un plazo mínimo de tenencia de dos días hábiles a partir de la fecha de acreditación de dichos valores en el depositario correspondiente. Con respecto a las ventas de valores con liquidación en moneda extranjera realizadas localmente, el período mínimo de tenencia será de un día hábil a partir de la fecha en que dichos valores se acreditaron en el depositario pertinente. Estos periodos mínimos de tenencia no serán aplicables en el caso de compras de valores con liquidación en moneda extranjera.

Asimismo, las transferencias de valores a depositarios extranjeros adquiridos con pesos argentinos deberán cumplir con un período mínimo de tenencia de al menos dos días hábiles a partir de la fecha de depósito de dichos valores, salvo que dicha acreditación resulte de una colocación primaria de valores emitidos por el Tesoro Nacional o se refiera a acciones y/o certificados de depósito argentinos (CEDEARs) negociados en mercados regulados por la CNV. Los intermediarios y agentes de negociación deberán verificar el cumplimiento del mencionado plazo mínimo de tenencia de los valores.

En cuanto a las transferencias entrantes, las Regulaciones Cambiarias impiden que las operaciones de valores ejecutadas fuera de Argentina se liquiden en pesos en Argentina.

Con respecto a las transferencias entrantes, la Resolución General No. 895/2021 de la CNV establece que los valores transferidos por los depositarios del exterior y acreditados en el Agente Depositario Central de Valores Negociables (ADCVN) no podrán ser asignados a la liquidación de operaciones en moneda extranjera y en jurisdicción extranjera hasta dos días hábiles después de dicha acreditación en subcuenta(s) en el custodio local. En caso de que dichos valores sean asignados a la liquidación de operaciones en moneda extranjera y en jurisdicción local, el plazo mínimo de tenencia será de un día hábil después de dicha acreditación en la(s) subcuenta(s) en el custodio local.

La Resolución General de la CNV No. 911/2021 establece que en el segmento de calce de órdenes precio-tiempo, al cierre de cada semana calendario el monto de las ventas con liquidación en moneda extranjera de valores denominados y pagaderos en moneda extranjera emitidos por la República Argentina de acuerdo con las leyes locales no podrá superar los cincuenta mil (50.000) nominales respecto del monto de los valores comprados con liquidación en dicha moneda.

Para realizar operaciones de valores con liquidación en moneda extranjera no comprendidas en las disposiciones mencionadas, o para transferir valores desde o hacia entidades depositarias del exterior en el segmento de ajuste de orden de prelación precio-tiempo, no se deben haber realizado ventas con liquidación en moneda extranjera en el mismo segmento, de valores denominados y pagaderos en moneda extranjera, emitidos por la República Argentina bajo ley local, en los 30 días anteriores y comprometerse a no hacerlo en los 30 días posteriores a la liquidación.

Además, (i) cualquier beneficiario de refinanciación en el marco del punto 1.1.1. de las normas sobre "Servicios financieros en el marco de la emergencia sanitaria Servicios financieros en el marco de la emergencia sanitaria prevista en el Decreto No. 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 No. 260/2020 Coronavirus (COVID-19)", hasta su total cancelación; (iii) los beneficiarios de la financiación en pesos en el marco del Apartado 2 de la Comunicación "A" 6937, Apartados 2 y 3 de la Comunicación "A" 7006, complementada; hasta su total cancelación; (iv) los beneficiarios del artículo 2 del Decreto 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 del Presidente 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 emitidos por residentes para ser liquidados en moneda extranjera en la Argentina o transferir dichos valores a depositarios del exterior o canjear valores emitidos por residentes por activos del exterior o la adquisición en el país con liquidación en pesos de valores emitidos por no residentes.

Acceso al mercado de divisas para la constitución de garantías

Los residentes con endeudamiento financiero con el exterior según la Sección 9.1 de las Regulaciones Cambiarias o los fideicomisos locales creados para garantizar los pagos de capital e intereses de dicho endeudamiento, podrán acceder al Mercado de divisas para la constitución de garantías en relación con nuevos endeudamientos celebrados a partir del 7 de enero de 2021, de acuerdo con la Sección 7.9.6 de las Regulaciones Cambiarias. Dichas garantías se mantendrán en instituciones financieras locales o, en caso de endeudamiento con el exterior, en instituciones financieras extranjeras, por un monto igual al establecido en el contrato, de acuerdo con las siguientes condiciones

- paralelamente a dicho acceso, los fondos denominados en moneda extranjera sean repatriados y liquidados a través del Mercado de Divisas y/o los fondos acreditados en la cuenta corresponsal de una institución financiera local, y
- las garantías no superarán en ningún momento el 125% del principal y los intereses a pagar en el mes en curso y los seis meses naturales siguientes, de acuerdo con el calendario de pagos acordado con los acreedores.

Los fondos que no se apliquen al pago de principal e intereses o a la garantía de conservación aquí detallada, deberán ser liquidados a través del Mercado de Divisas dentro de los cinco días hábiles siguientes a su fecha de vencimiento.

Sistemas de información del Banco Central de Argentina

Información anticipada de operaciones de cambio

El 28 de diciembre de 2017, el BCRA reemplazó los regímenes de información establecidos en las Comunicaciones "A" 3602 y "A" 4237 por la Comunicación "A" 6401 (y la complementaria "A" 6795), un régimen unificado aplicable a partir del 31 de diciembre de 2017 (el "Régimen de Información de Activos y Pasivos Externos"). En virtud de dicho régimen, los residentes argentinos (tanto personas jurídicas como físicas) que tengan deudas con el exterior (tanto financieras como de otro tipo) pendientes de pago o que hayan sido canceladas dentro de un trimestre calendario determinado, deben informar trimestralmente al BCRA sus tenencias en el exterior de acciones y otras participaciones de capital, títulos de deuda no negociables y negociables, derivados financieros e inmuebles. Si su saldo de activos y pasivos en el extranjero es igual o superior a 50 millones de dólares al final del año natural, también deben realizar una presentación anual. En todos los casos, estos informes se consideran "declaraciones juradas" a efectos de divisas.

El acceso al mercado de divisas para el reembolso del endeudamiento financiero externo y otras operaciones está condicionado al cumplimiento del Régimen de Declaración de Activos y Pasivos Externos por parte del deudor. Véase más arriba "Disposiciones específicas para las remesas de fondos - Endeudamiento financiero externo".

Asimismo, las entidades autorizadas a operar con divisas deberán suministrar al BCRA, al final de cada día hábil y con dos días hábiles de anticipación, la información de las operaciones de salida a través del Mercado de Divisas por montos diarios iguales o superiores al equivalente a US\$ 50.000. Los clientes deberán informar a las entidades financieras con suficiente antelación para que puedan cumplir con los requisitos de este régimen de información y, en consecuencia, en la medida en que se cumplan simultáneamente otros requisitos establecidos en la normativa cambiaria, podrán procesar las operaciones de cambio.

Régimen penal cambiario

Las regulaciones cambiarias se caracterizan por ser normas de "orden público" en Argentina. El incumplimiento de dichas disposiciones puede dar lugar a sanciones de acuerdo con la Ley Penal Cambiaria No. 19.359.

Sin perjuicio de las medidas antes mencionadas adoptadas por la actual administración, el BCRA y el gobierno federal pueden imponer controles cambiarios adicionales en el futuro que pueden afectar aún más nuestra capacidad de transferir fondos al exterior y pueden impedir o demorar los pagos que nuestras subsidiarias argentinas deben realizar fuera de Argentina

DOCUMENTOS DE CARÁCTER PÚBLICO

Vista ha entregado a la CNBV y a la BMV el presente reporte anual y la información y documentación requerida por las Disposiciones de Carácter General Aplicables a las Emisoras de Valores y a Otros Participantes del Mercado de Valores emitidas por la CNBV, incluyendo documentación corporativa, estados financieros y demás documentación relativa a la Emisora, la cual podrá ser consultada en la página de Internet de la CNBV www.cnbv.gob.mx o en el Centro de Información de la BMV, ubicado en Paseo de la Reforma No. 255, Colonia Cuauhtémoc, C.P. 06500, Ciudad de México, México o en su página de Internet www.bmv.com.mx. Adicionalmente, este reporte anual se encuentra a disposición de los inversionistas en nuestra página electrónica de internet www.vistaenergy.com.

Asimismo, los inversionistas podrán obtener copia de la documentación referida en el párrafo anterior solicitándola por escrito a la atención de Alejandro Cherñacov, quien es la persona encargada de las relaciones con los inversionistas y podrá ser localizada en las oficinas de la Emisora ubicadas en Pedregal 24, piso 4, Colonia Molino del Rey, Miguel Hidalgo, Ciudad de México, México, número telefónico +52 (55) 8647-0128, correo electrónico ir@vistaenergy.com y nuestro sitio web es <http://www.vistaenergy.com>.

La página de internet de la Emisora es www.vistaenergy.com. Salvo que se indicare lo contrario, el contenido de dicha página de internet no deberá considerarse como incorporado por referencia al presente reporte anual ni a cualquier otro documento utilizado por la Emisora en el contexto de una oferta pública o privada de valores.

ACONTECIMIENTOS RECIENTES

Operación para hacer foco en activos de Vaca Muerta

El 23 de febrero de 20223, Vista anunció una transacción de dos fases (la “Transacción de Activos Convencionales”) entre Vista Argentina y Petrolera Aconcagua Energía S.A (“Aconcagua”) para incrementar el foco en sus operaciones de shale oil en Vaca Muerta y reforzar la rentabilidad para los accionistas.

Según los términos de la Transacción de Activos Convencionales, a partir del 1 de marzo de 2023:

- (i) Aconcagua se convirtió 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 TAC”). Además, Aconcagua se convirtió en el operador 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 TAC” y, conjuntamente con las Concesiones de Explotación TAC, las “Concesiones TAC”);
- (ii) Aconcagua pagará a Vista Argentina US\$26.47 millones en efectivo (US\$10.00 millones pagados el 15 de febrero de 2023, US\$10.73 millones pagaderos el 1 de marzo de 2024, US\$5.73 millones pagaderos el 1 de marzo de 2025).
- (iii) Vista Argentina retiene 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 TAC (afrentando Aconcagua todos los costos, impuestos y regalías), hasta lo que ocurra primero de (a) la fecha de cierre final el 28 de febrero de 2027 y (b) la fecha en la que Vista Argentina reciba una producción acumulada de 4 millones de barriles de petróleo crudo y 300 millones de m3 de gas natural. Por otro lado, Aconcagua tiene el derecho al 60% de la producción de crudo y gas natural de las Concesiones de Explotación TAC;
- (iv) Aconcagua pagará el 100% de la participación de Vista Argentina en los gastos de capital, gastos operativos, regalías, impuestos y cualquier otro costo asociado a las Concesiones de Explotación TAC;
- (v) Vista Argentina tendrá derecho a comprar de Aconcagua hasta el 60% de la participación de Aconcagua en el gas natural producido por las Concesiones TAC a un precio de US\$1 por millón de BTU hasta la fecha de cierre final el 28 de febrero de 2027;
- (vi) Vista Argentina 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 TAC, incluyendo un pago inicial y un compromiso de inversión, en los términos establecidos en la normativa aplicable en Argentina;
- (vii) Vista Argentina retiene el derecho a explorar y desarrollar la formación Vaca Muerta en las Concesiones de Explotación TAC, y asimismo obtener una o más concesiones no convencionales independientes y separadas para desarrollar dichos recursos;
- (viii) Vista Argentina y Aconcagua han firmado un acuerdo por el cual Vista Argentina tratará y transportará el 100% del petróleo crudo producido en las Concesiones de Explotación TAC (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);

- (ix) Vista Argentina sigue siendo el titular de las concesiones hasta a más tardar la fecha de cierre final el 28 de febrero de 2027, cuando las Concesiones TAC serán transferidas a Aconcagua, sujeto a aprobaciones provinciales.

La siguiente tabla pro forma muestra el impacto de los resultados de operación como resultado de la Transacción de Activos Convencionales, como si dicha transacción hubiere ocurrido el 1 de marzo de 2022.

	2022	Ajustes Pro Forma 2022	Pro Forma 2022
Producción (Mboe/d)	48.6	5.1	43.4 ⁽¹⁾
Reservas probadas totales, (Mmboe)	251.6	(7.5)	244.1 ⁽¹⁾
Superficie neta en Argentina (acres) al final del año	596,197	(359,2000)	209,997 ⁽²⁾
Pozos netos productivos operativos en Argentina al final del año	1,144	(924)	220

⁽¹⁾ Excluye el 60% de la producción de crudo y gas natural de las Concesiones de Explotación TAC.

⁽²⁾ Excluye el 100% de la superficie de las Concesiones de Explotación TAC.

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.

Emisión de deuda

El 3 de marzo de 2023, Vista Argentina emitió (i) notas por un monto nominal de US\$118.5 millones a una tasa de interés nominal anual fija de 0%, cuyo monto principal será pagadero en su totalidad en una sola exhibición en la fecha de vencimiento, el 3 de marzo de 2027, y (ii) notas por un monto nominal de US\$16.5 millones a una tasa de interés nominal anual fija de 1%, cuyo monto principal será pagadero en su totalidad en una sola exhibición en la fecha de vencimiento, el 3 de marzo de 2028.

Ejercicio de Títulos Opcionales

El 4 de octubre de 2022, Vista celebró una asamblea de tenedores de títulos opcionales mediante la cual los tenedores de dichos títulos opcionales aprobaron ciertas modificaciones al acta de emisión de títulos opcionales y al título global de dichos títulos opcionales, propuestas por la Compañía, mediante las cuales se implementó un mecanismo de ejercicio sin pago en efectivo que daba derecho a los tenedores de los títulos opcionales, a su entera discreción o a discreción de Vista (en este último caso, con respecto a todos los títulos opcionales en circulación y sin que medie ninguna otra solicitud, notificación o comunicación requerida a o por parte de Vista), obtener una acción serie A por cada 31 Títulos Opcionales de los que era titular.

Durante el periodo comprendido entre el 10 de octubre de 2022 y el 7 de marzo de 2023, los tenedores de los títulos opcionales ejercieron 75,144,465 títulos opcionales, como resultado de dicho ejercicio, quedaron en circulación 2,424,015 acciones serie A.

El 2 de marzo de 2023, Vista concluyó el trámite ante la CNBV para actualizar la inscripción de los Títulos Opcionales de Vista en el RNV, habilitando el ejercicio automático si pago de efectivo. El 15 de marzo de 2023, por virtud de dicho ejercicio automático sin pago de efectivo, y tras la aplicación del mismo, los 24,535,535 Títulos Opcionales que se encontraban en circulación fueron ejercidos, lo cual fue equivalentes a 791,439 acciones serie A adicionales en circulación. Por virtud del ejercicio de todos los títulos opcionales (es decir, los ejercitados por los tenedores previo al ejercicio automático sin pago de efectivo, más los ejercidos conforme a dicho ejercicio automático), el número total de acciones que se pusieron en circulación fue de 3,215,454. A la fecha de este reporte anual, no hay Títulos Opcionales en circulación.

Recompra de la Serie C

El 17 de marzo de 2023, Vista concluyó una operación que resultó en la adquisición de dos acciones serie C en circulación, de conformidad con el programa de recompra de acciones autorizada por los accionistas de la Compañía, utilizando el fondo de recompra. Estas acciones serie C se encuentran actualmente en poder de la Compañía, y ningún derecho económico o corporativo podría ejercerse en relación con las mismas.

Modificación de los Estatutos Sociales de la Sociedad

En la asamblea general ordinaria y extraordinaria de accionistas celebrada el 24 de abril de 2023, los accionistas de la Sociedad aprobaron, entre otras cosas, determinadas modificaciones a los estatutos de la Sociedad con el fin de eliminar las referencias al Acuerdo de Socios Estratégicos, dado que dichas referencias ya no son aplicables.

PERSONAS RESPONSABLES

Los suscritos manifestamos bajo protesta de decir verdad que, en el ámbito de nuestras respectivas funciones, preparamos la información relativa a la Emisora contenida en el presente reporte anual, la cual, a nuestro leal saber y entender, refleja razonablemente su situación. Asimismo, manifestamos que no tenemos conocimiento de información relevante que haya sido omitida o falseada en este reporte anual o que el mismo contenga información que pudiera inducir a error a los inversionistas.

Vista Energy, S.A.B. de C.V.

Miguel Galuccio
Director General

Pablo Vera Pinto
Director de Finanzas

Javier Rodríguez Galli
Director Jurídico

ANEXOS

Anexos	
Anexo	Título
Anexo "A"	Estados Financieros Auditados
Anexo "B"	Reporte de Reservas D&M